VISIT…

LANZAROTE Caliente.COM

ИПК ГОССЛУЖБЫ

ВИПК Энерго

СПРАВОЧНИК

по ремонту турбогенераторов

Москва
2006

Дорогой коллега!

Поздравляем Вас с профессиональным праздником «Днем энергетика» и с наступающим Новым годом!
Желаем успехов в работе и личного счастья.

Коллектив авторов:
Пузаков С.Е., Голоднова О.С., Ростик Г.В., Кутуков Л.Г., Завьялов Г.В., Ткачева Л.Н.

22.12.2005 г.

Уважаемые коллеги!

Дарю Вам этот труд старых в буквальном смысле слова ремонтников, в рядах которых посчастливилось оказаться и мне.

Несомненно, Справочник мог бы содержать и более современный подход к ремонту генераторов, но уж очень торопились.

От имени редакции прошу извинить за опечатки, которые будут исправлены в основном тираже.

Справочник мог бы быть также и хорошей рекламой славной «Электросилы», но благодаря удивительному (если не сказать грубее) отношению отдельных специалистов завода 5000 энергетиков лишились возможности узнать о современных генераторах больше и существеннее.

Успехов Вам и с Новым Годом!

С уважением,

Г. Ростик

30.12.05.

Список опечаток

Стр	Абзац	Строка	Напечатано	Должно быть
9	3 снизу		Ткачева Л.В., Завьялов Л.Г.	Ткачева Л.Н., Завьялов Г.В.
17	2 снизу		Стремление отказаться от водорода потребовало совершенствования воздушного охлаждения при максимальной мощности турбогенератора 500 МВА (АББ-Альстом, Швейцария, Франция), а также применения полного водяного охлаждения при максимальной мощности до 950 МВА (Электросила, Россия; АББ, Швейцария.	Стремление отказаться от водорода потребовало совершенствования воздушного охлаждения при максимальной мощности турбогенератора 500 МВА (АББ-Альстом, Швейцария, Франция), а также применения полного водяного охлаждения при максимальной мощности до 950 МВА (Электросила, Россия; АББ, Швейцария.)
270	Последний		Если контактное кольцо сажают на вал с сборе с распределительным кольцом, то обеспечивают натяг 0,5÷0,55 мм. Нагревают контактное кольцо в сборе до температуры 300^{+10} °С и устанавливают на изолированный участок вала по разметке. Хомут снимают после остывания кольца до окружающей температуры.	Если контактное кольцо сажают на вал в сборе с распределительным кольцом, то обеспечивают натяг 0,5÷0,55 мм. Нагревают контактное кольцо в сборе до температуры 300^{+10} °С и устанавливают на изолированный участок вала по разметке. Хомут снимают после остывания кольца до окружающей температуры.
312	Рис. 7-18		На оси ординат – ДР.	На оси ординат – ΔР
313	Рис. 7-19		На оси ординат – ДF.	На оси ординат – ΔF.
385		14 и 15 снизу	Удельное электрическое сопротивление дистиллята при 40 оС: номинальное -200 кОм•см; наименьшее допустимое – 75 кОм•см.	Удельное электрическое сопротивление дистиллята при 40 оС: номинальное 200 кОм•см; наименьшее допустимое 75 кОм•см
670	Последний		Если турбогенератор или его составная часть после ремонта выводится в резерв без пуска под нагрузку, условия сдачи из ремонта должна быть оговорена в договоре на выполнение работ.	Если турбогенератор после ремонта выводится в резерв без пуска под нагрузку, условия сдачи из ремонта должны быть оговорены в договоре на выполнение работ.
376	Рис. 9-18		Рисунок повернут на 90 °С и пропорции искажены	Заменить правильно расположенным рисунком (прилагается)
379	Рис. 9-20		Рисунок повернут на 90 °С и пропорции искажены	Заменить правильно расположенным рисунком (прилагается)
383	Рис. 10-2		Рисунок повернут на 90 °С и пропорции искажены	Заменить правильно расположенным рисунком (прилагается)
356	Рис. 9.3.	Заголо-вок к рис.	ТВП-36-2У3.	ТФП-36-2У3

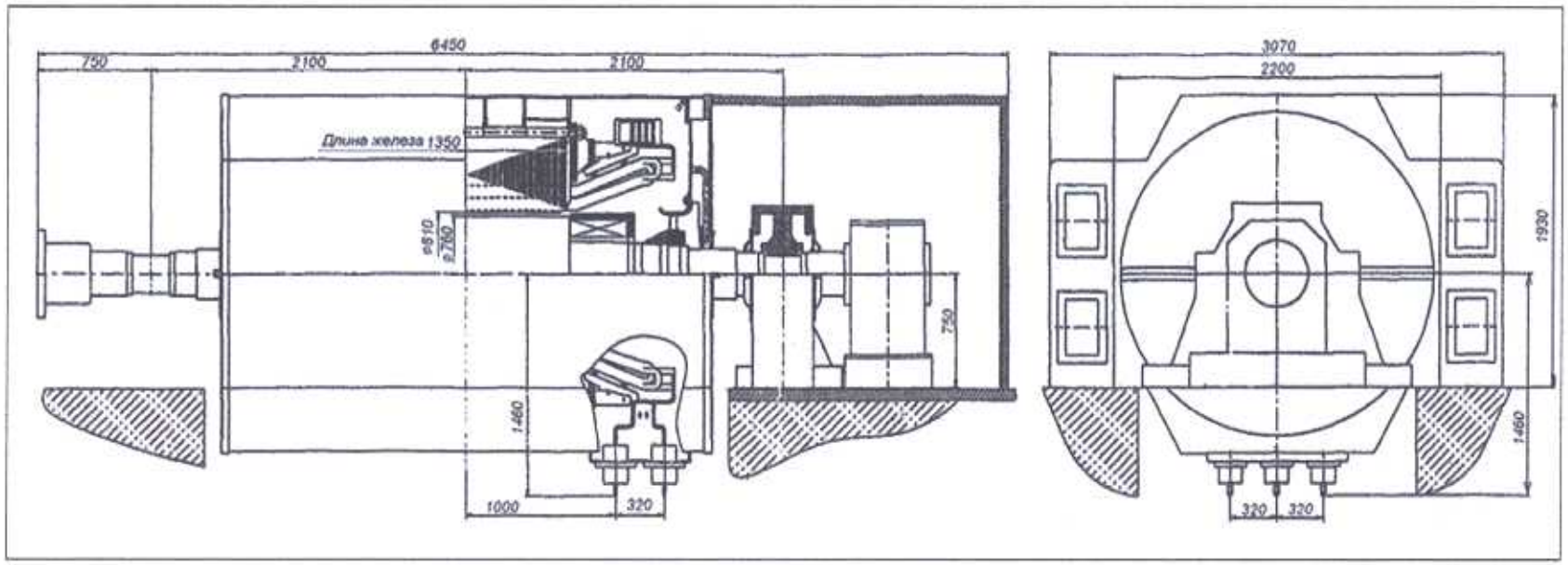

6450
750
2100
2100
Длина железа 1350
ø510
ø760
1460
1000
320
750
3070
2200
1930
1460
320
320

Рис. 9-20.

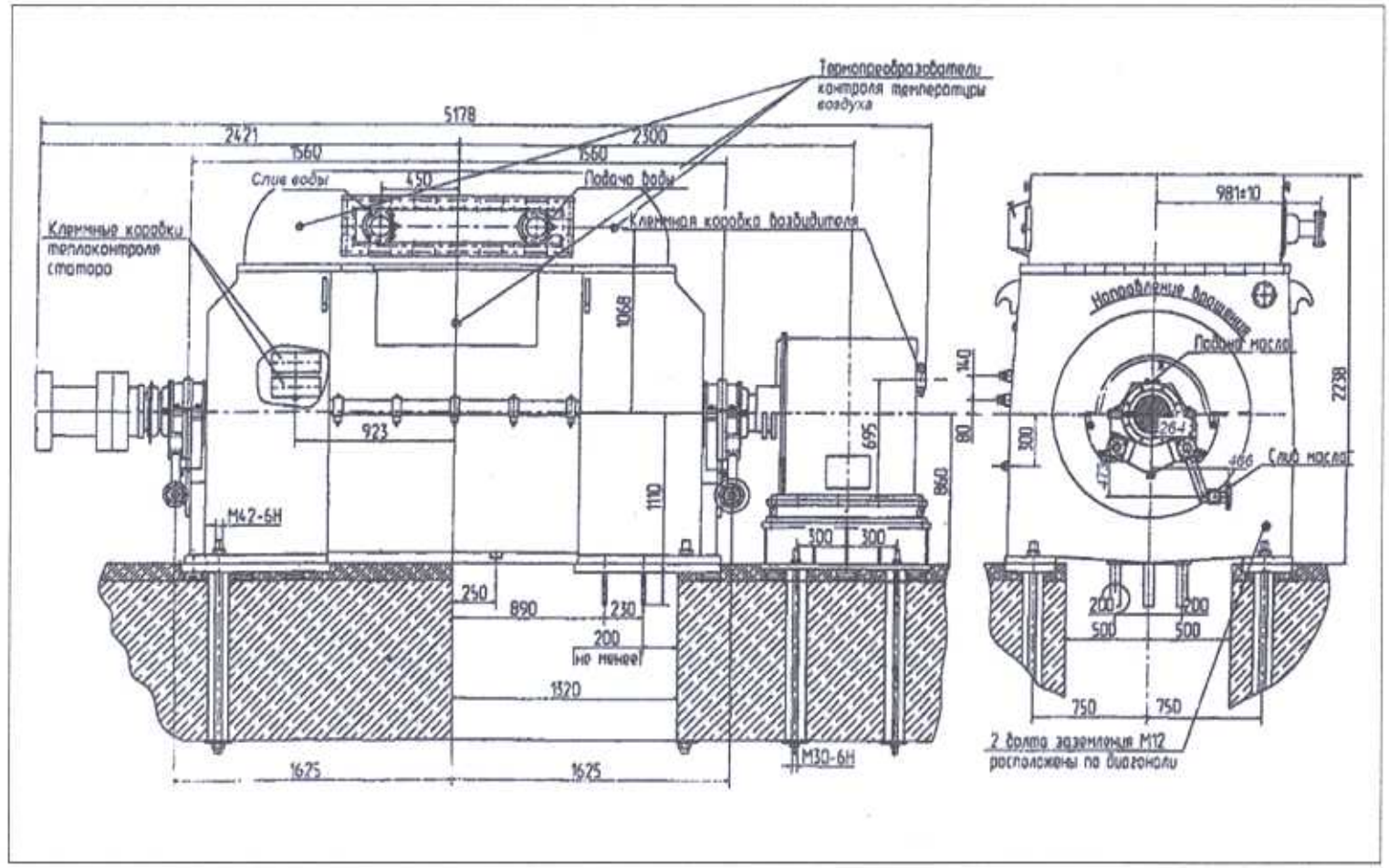

Термопреобразователи контроля температуры воздуха
5178
2421
2300
1560
1560
450
Слив воды
Подача воды
Клеммные коробки теплоконтроля статора
Клеммная коробка возбудителя
1068
923
1110
695
860
140
80
300
300
M42-6H
250
890
230
200
не менее
1320
1625
1625
M30-6H
981±10
Направление вращения
Подача масла
264
466
Слив масла
2238
200
200
500
500
750
750
2 болта заземления M12 расположены по диагонали

Рис. 9-18.

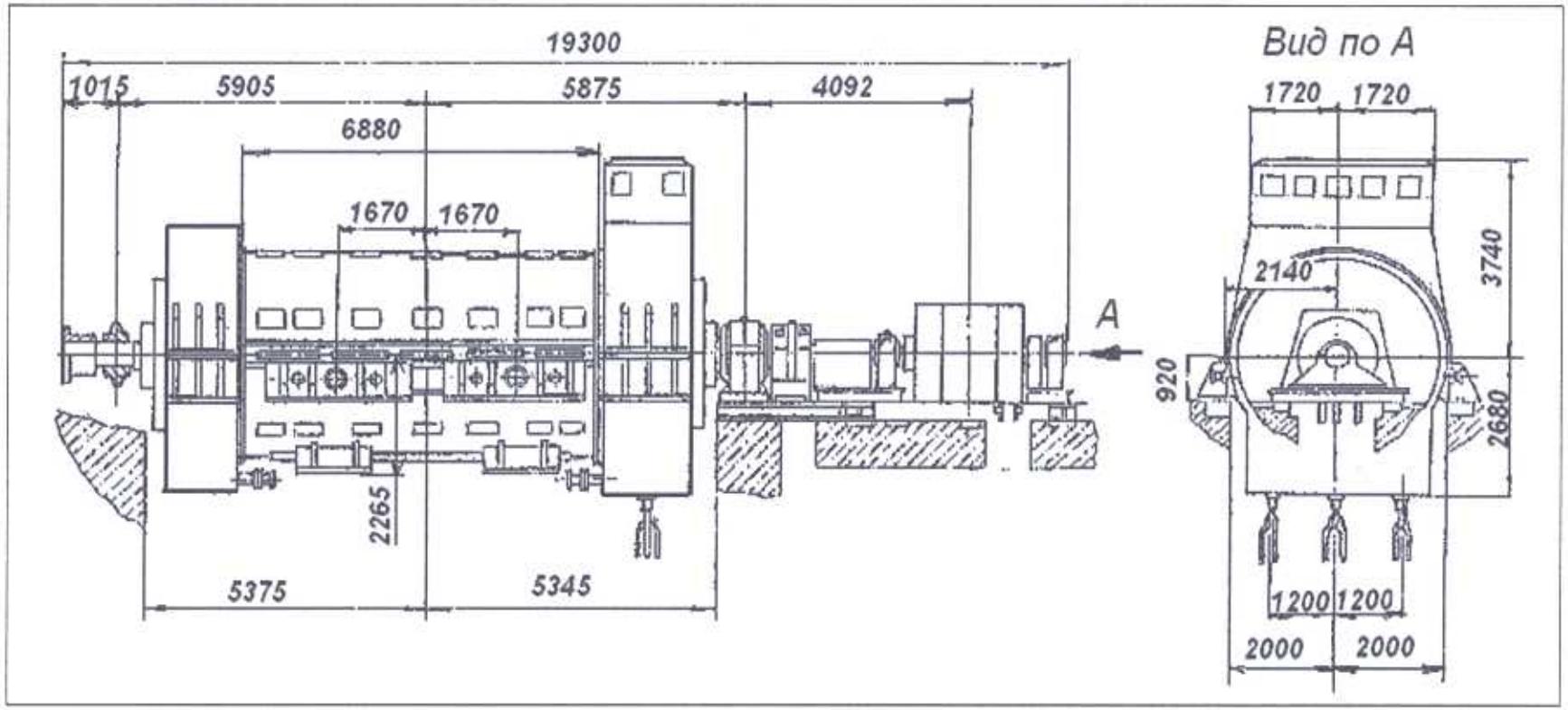

19300
1015
5905
5875
4092
6880
1670
1670
2265
5375
5345
A
Вид по А
1720
1720
2140
3740
920
2680
1200
1200
2000
2000

Рис. 10-2.

УДК 621,313,12

Одобрено и рекомендовано
к изданию Редакционно-
издательским советом
ИПКгосслужбы

Справочник по ремонту турбогенераторов / Под ред. д.э.н., проф. Х.А. Бекова, к.э.н., проф. В.В. Барило. – М.: ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго, 2006. – 724 с.

Рецензент – Главный специалист по нормативно-технической документации ВНИИэлектроэнергетики **К.М. Антипов**

Справочник по ремонту турбогенераторов содержит технические данные турбогенераторов мощностью до 1200 МВт, описания технологий ремонта отдельных узлов, средств технологического оснащения, методов оценки технического состояния генераторов. Издание предназначено для руководителей и инженерно-технических работников энергетических предприятий, мастеров и бригадиров, занятых эксплуатацией и ремонтом турбогенераторов, а также работников проектно-конструкторских организаций и различных фирм электротехнического профиля.

ISBN 5-8081-0170-0

© Коллектив авторов, 2005
© Беков Х.А., Барило В.В. – общая редакция, 2005
© ИПКгосслужбы, 2006
© ВИПКэнерго, 2006

ОАО

“УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ”

Год основания -1948

Производство запасных частей, ремонт, модернизация, монтаж и наладка энергооборудования

Все предлагаемые услуги лицензированы.

620219 г. Екатеринбург, ул. Шевченко, д. 16,
Тел.: (343) 350-81-46 Факс: (343) 350-42-62
г. Ижевск тел:(3412) 48-89-59, факс45-38-19
г. Пермь тел/факс: (3422) 20-82-80

Www.uralenergoremont.ru
E-mail: uer@uer.ru.

Открытое акционерное общество «Саратовское производственное ремонтное предприятие»

ОАО «Саратовское производственное ремонтное предприятие» - специализированное предприятие РАО ЕЭС имеющее многолетний опыт работы на рынке электроэнергетики России предлагает следующие виды услуг:

- Типовые капитальные, средние, текущие ремонты турбогенераторов мощностью до 200 МВт.
- Полную и частичную замену обмоток статоров турбогенераторов мощностью до 200 МВт с изготовлением корпусной изоляции стержней обмотки статора из старогодной меди до 60 МВт.
- Механическая обработка роторов весом до 40 т на токарном станке длиной до 8 м и диаметром до 1,6 м.
- Динамическая балансировка роторов на станке весом до 30 тн.
- Тепловые испытания синхронных генераторов в соответствии с РД 34.45. 51.300-97 и РД 34.45.309 92, определение номинального тока возбуждения, cos f, вычисление реактивного сопротивления Потье, ОКЗ и пр.
- Ремонт всех видов вспомогательного электрооборудования энергоблоков.

Телефон: (8452) 23-55-20
факс: (8452) 22-48-99

E-mail:
SPRP@sarenergo.ru

ООО «ЛЭР-ЭЛЕКТРОСЕРВИС»

194100, С-Петербург, ул. Новолитовская, д.16
Тел: (812) 245-31-40, 245-89-73 Факс: (812) 740-11-92
E-mail: elser@robotek.ru

ООО «Электросервис» организовано в 1999 году на базе электрического цеха предприятия «Ленэнергоремонт», известного в электроэнергетике с 1944 года и имеет богатый опыт ремонта электрических машин на тепловых, атомных и гидроэлектрических электростанциях России, СНГ, Финляндии, Греции, Пакистана, Македонии, стран Балтии.

ООО «Электросервис» сертифицировано органом сертификации «ЭнСЕРТИКО» на право выполнения всех видов ремонтной деятельности на объектах электроэнергетики.

ООО «Электросервис» выполняет на электростанциях типовой и специализированный ремонт, а также все виды модернизации:

- турбогенераторов,
- гидрогенераторов,
- синхронных компенсаторов.

На заводской производственной базе **ООО «Электросервис»** ремонтирует:

- машины постоянного тока, включая возбудители турбогенераторов с заменой обмоток и коллекторов,
- электродвигатели с напряжением до 10 кВ с изготовлением и заменой статорных обмоток,
- вкладыши масляных уплотнений валов роторов турбогенераторов с водородным охлаждением.

ООО «Электросервис» изготавливает и поставляет запасные части для турбо- и гидрогенераторов, для электродвигателей широкого диапазона мощностей:

- статорные обмотки,
- контактные кольца, в т.ч. с ромбической рабочей поверхностью,
- подбандажную изоляцию для роторов,
- бандажные и центрирующие кольца,
- силовые аккумуляторы для стабилизации усилия запрессовки активной стали турбогенераторов мощностью 200-300 МВт,
- регуляторы давления масла и др.

ООО «Электросервис» имеет устойчивые деловые и производственные связи с производителями электрических машин России и Украины.

Открытое Акционерное Общество «ЦПРП - ЭНЕРГОСЕРВИС»

195027, Санкт-Петербург, ул. Пугачева, 5-7
тел.: (812) 224 8212, факс: (812) 224 3104, 224 8142
E-mail: secretary@cprp.energo.ru
Http://www.cprp.spb.ru

ОАО «ЦПРП-Энергосервис»- сервисная ремонтная компания ОАО «ТГК-1».

ОАО «ЦПРП-Энергосервис» является крупнейшей компанией по сервисному обслуживанию и ремонту технологического оборудования(основного, вспомогательного) и изготовлению запасных частей к нему, установленных на ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС г. Санкт-Петербурга и Северо-Западного региона, как прямой исполнитель и генподрядчик.

Направления предприятия:

- турбо-ремонтное производство (гидро-, паро-, газо-);
- котельно-ремонтное производство;
- механо-сборочное производство;
- трансформаторно-ремонтное производство (в том числе очистка и регенерация трансформаторного масла);
- электротехническое производство, в том числе маслохозяйство;
- наладочно-диагностическое производство;
- производство химической защиты;
- проектно-конструкторские работы;
- производство средств автоматики и диспетчерского управления;
- строительно-ремонтное производство.

ОАО «Энергомашкорпорация»
филиал
«Энергомаш Волгоэнергоремонт»

Выполнит по желанию Заказчика с высоким качеством:

- Капитальный ремонт трансформаторов I…V габаритов.
- Капитальный ремонт в/в двигателей мощностью до 6000 кВт, к/з роторов электродвигателей.
- Балансировку вращающихся механизмов по месту установки и на балансировочных станках.
- Капитальный ремонт, монтаж, демонтаж котлов отечественного и зарубежного производства.
- Изготовление трубных элементов котлов.
- Режимную наладку котлов.
- Капитальный ремонт турбин, насосов, компрессоров мощностью до 800 МВт.
- Диагностику, ремонт, реконструкцию и модернизацию энергетического и тепломеханического оборудования электростанций промышленных предприятий и котельных.

Лицензии, паспорт качества, гарантии на 12…18 месяцев.

- Ремонт, наладку образцовой и технической контрольно-измерительной аппаратуры с правом ведомственной проверки.

Приглашаем к сотрудничеству.

413100, Россия, Саратовская обл.,г. Энгельс, Промзона, а\я 44.
Телефоны: г. Саратов (8452) 73-55-36;
г. Энгельс (8453) 73-35-12, 73-21-85.
Факс: (8453) 79-55-79.
E-mail: emkver@energomash-ver.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 7

Раздел первый. Общая часть 10
1.1. Этапы развития турбогенераторостроения 10
1.2. Развитие отечественного турбогенераторостроения 17

Раздел второй. Технические данные турбогенераторов 51
2.1. Типы турбогенераторов, основные технические данные 51
2.2. Статоры турбогенераторов 69
2.3. Роторы турбогенераторов 91
2.4. Уплотнения вала и их схемы маслоснабжения 114
2.5. Система газоснабжения турбогенератора с водородным охлаждением 125
2.6. Система водоснабжения статорной обмотки 129

Раздел третий. Разборка и сборка турбогенераторов 132
3.1. Перечень операций по разборке и сборке генератора 132
3.2. Измерение зазоров и установочных размеров 133
3.3. Строповка 136
3.4. Выемка и установка газоохладителей (воздухоохладителей) 139
3.5. Разборка и сборка диффузоров 140
3.6. Разборка и сборка торцевых щитов 141
3.7. Вывод и заводка роторов 142

Раздел четвертый. Ремонт статоров турбогенераторов 149
4.1. Разборка обмотки статора турбогенераторов серий Т, Т2, ТВ, ТГВ, ТВВ 149
4.2. Ремонт активной стали 151
4.3. Ремонт повреждений изоляции стержней обмотки статора 157
4.4. Ремонт концевых выводов 171
4.5. Пайка при ремонте обмотки статора 173
4.6. Ремонт системы водяного охлаждения обмотки статора 177
4.7. Ремонт соединительных шин 180
4.8. Подготовка к использованию стержней обмотки статора заводского изготовления 181
4.9. Ремонт обмотки статора с полной заменой стержней 183
4.10. Ремонт системы теплоконтроля статора 204
4.11. Оценка технического состояния обмотки статора турбогенератора 206
4.12. Оценка технического состояния сердечника статора турбогенератора. Восстановление крепления сердечника 210
4.13. Типовой капитальный ремонт статора турбогенератора ТВВ-800-2 215
4.14. Модернизация турбогенераторов серии ТВВ 219
4.15 Модернизация обмоток статоров турбогенераторов ТГВ 222

Раздел пятый. Ремонт роторов турбогенераторов 226
5.1. Съем и посадка бандажных колец 226
5.2. Ремонт в пределах лобовых частей ротора 234
5.3. Перемотка ротора 236
5.4. Ремонт контактных колец 263
5.5. Ремонт роторных бандажей 271
5.6. Изготовление бандажей и центрирующих колец 280
5.7. Механическая обработка вала ротора 281

Раздел шестой. Ремонт газо- и воздухоохладителей турбогенераторов 284
6.1. Выемка газоохладителей и воздухоохладителей 284
6.2. Механическая очистка и кислотная промывка газоохладителей и воздухоохладителей 285
6.3. Гидроиспытание газоохладителей и воздухоохладителей 287
6.4. Определение дефектных трубок 288
6.5. Характерные неисправности воздухо- и газоохладителей и способы их устранения 289

Раздел седьмой. Ремонт уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением 290
7.1. Торцевые уплотнения 290
7.2. Кольцевые уплотнения 307
7.3. Требования к ремонту оборудования систем маслоснабжения уплотнений 316
7.4. Выбор конструкции уплотнения вала 323

Раздел восьмой. Возбудители турбогенераторов. Ремонт коллекторных и бесщеточных возбудителей 325
8.1. Особенности конструкции и технические данные возбудителей 325
8.2. Типовой ремонт коллекторных возбудителей турбогенераторов 334
8.3. Устранение повышенного искрения щеток на коллекторе возбудителя (наладка коммутации) 343
8.4. Проверка технического состояния и типовой ремонт бесщеточного возбудителя БВД 346

Раздел девятый. Особенности конструкции и ремонта турбогенераторов с воздушным охлаждением 353
9.1. Турбогенератор с форсированным воздушным охлаждением ротора завода «Электросила». Описание конструкции 353
9.2. Разборка и ремонт узлов турбогенератора с форсированным воздушным охлаждением ротора 364
9.3. Турбогенераторы с форсированным воздушным охлаждением завода «ЭЛСИБ» 371
9.4. Турбогенераторы с косвенным воздушным охлаждением завода «ЭЛСИБ» 375
9.5. Рекомендации по замене генераторов старых выпусков новыми генераторами с воздушным охлаждением 381

Раздел десятый. Особенности конструкции и ремонта турбогенераторов с полным водяным охлаждением 382
10.1. Основные технические данные 382
10.2. Общие сведения о конструкции статора 386
10.3. Общие сведения о конструкции и системе охлаждения ротора 391
10.4. Концевые части статора, щиты наружные 395
10.5. Система водяного охлаждения турбогенератора 396
10.6. Система осушки воздуха 397
10.7. Тепловой контроль генератора 398
10.8. Возбудитель 399
10.9. Разборка генератора 403
10.10. Ремонт узлов систем водяного охлаждения генератора 413
10.11. Ремонт обмоток ротора генератора и деталей их крепления 425
10.12. Ремонт обмотки статора и деталей крепления 427
10.13. Конструктивные узлы и детали водоподвода 432
10.14. Сборка узлов турбогенератора 433
10.15. Электрические измерения и испытания 439

Раздел одиннадцатый. Особенности конструкции и ремонта турбогенераторов с водомасляным охлаждением серии ТВМ 441
11.1. Основные технические данные 441
11.2. Система охлаждения ротора, бандажных колец и уплотнений цилиндра 444
11.3. Система охлаждения статора и подготовки масла 446
11.4. Разборка и сборка турбогенератора типа ТВМ 450

Раздел двенадцатый. Приспособления, оборудование и специальный инструмент для ремонта турбогенераторов 452
12.1. Грузоподъемные механизмы, приспособления и устройства 452
12.2. Щупы и микрометры 466
12.3. Сварочное оборудование 468
12.4. Электро– пневмо– и гидроинструмент 473
12.5. Шлифовальные круги 476
12.6. Приспособления, пресс-планки и пресс-кольца для ремонта ротора 480
12.7. Приспособления и специальный инструмент для ремонта статора 512
12.8. Течеискатели, приборы для измерения температуры, расхода 531

Раздел тринадцатый. Материалы, применяемые при ремонте турбогенераторов 535
13.1. Общие свойства электроизоляционных материалов 535
13.2. Лаки, эмали, растворители и разбавители 535
13.3. Волокнистые материалы 537
13.4. Слюдяные и слюдинитовые материалы 538
13.5. Слоистые пластики 539
13.6. Пленки электроизоляционные и резина 539
13.7. Припои и флюсы 540
13.8. Прочие материалы 540
13.9. Рекомендации по изготовлению лаков и замазок 540
13.10. Расход материалов 542

Раздел четырнадцатый. Испытания и измерения при ремонте турбогенераторов 585
14.1. Общие положения 585
14.2. Объем и нормы испытаний при типовых ремонтах 586
14.3. Измерение сопротивления изоляции (П, К, Т, М) 589
14.4. Измерение вибрации (П, К, М) 591
14.5. Определение основных электрических характеристик турбогенератора 593
14.6. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току (П, К) 594
14.7. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях (П, К, Т, М) 595
14.8. Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора (П, К) 595
14.9. Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора (П, К) 596
14.10. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки (П, К, М) 597
14.11. Испытание изоляции обмотки статора повышенным напряжением промышленной частоты 598
14.12. Проверка зазоров между статором и ротором генератора и возбудителя (П, К) 602
14.13. Измерение сопротивления постоянному току (П, К) 602
14.14. Проверка воздухом проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора (П, К) 604
14.15. Проверка паек лобовых частей обмотки статора (П, К) 604

14.16. Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ ... 605
14.17. Гидравлические испытания и проверки оборудования системы маслоснабжения уплотнений вала (П, К, Т) ... 606
14.18. Условия включения в работу турбогенераторов без сушки ... 606
14.19. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора (П, К) ... 607
14.20. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках (П, К, М) ... 607
14.21. Проверка качества дистиллята в системах водяного охлаждения обмоток турбогенераторов (П, К, Т, М) ... 608
14.22. Испытания при восстановительных ремонтах обмоток статоров и роторов турбогенераторов ... 608
14.23. Испытания активной стали статора ... 630
14.24. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора (П, К) ... 633
14.25. Тепловые эксплуатационные испытания ... 635
14.26. Определение дефектов статора ... 647
14.27. Определение дефектов ротора ... 654

Раздел пятнадцатый. Организация ремонтов турбогенераторов ... 661
15.1. Основные положения ... 661
15.2. Подготовка плановых ремонтов ... 663
15.3. Организация выполнения ремонта ... 664
15.4. Замена и модернизация турбогенераторов ... 671
15.5. Техника безопасности при ремонте турбогенераторов ... 674

Приложение 1. Образец сетевой модели работ по полной перемотке обмотки ротора турбогенератора ТВВ-165-2 (рис. П-1) ... 685

Приложение 2. Образец сетевой модели работ по перемотке обмотки статора турбогенераторов типов ТГВ-200 и ТГВ-300 (рис. П-2) ... 688

Приложение 3. Формуляр осмотра турбогенератора ... 690

Приложение 4. Технологическая последовательность нанесения изоляции на токоведущий болт токоподвода ротора ... 696

Приложение 5. Рекомендации по изготовлению препрегов на месте ремонта ... 699

Приложение 6. Очистка системы водяного охлаждения обмотки статора. Устранение закупорок водяного тракта обмотки ... 702

Приложение 7. Документация по подготовке к ремонту турбогенератора ... 704

Приложение 8. Рекомендации по предупреждению попадания посторонних предметов в турбогенератор при выполнении его ремонта ... 710

Приложение 9. Формы приложений к отчетным документам по ремонту ... 713

Приложение 10. Руководство по контролю герметичности обмоток статоров турбогенераторов 800 МВт методом вакуумирования ... 717

Приложение 11. Руководство по выявлению увлажнения изоляции междуфазных зон в обмотках статоров турбогенераторов 800 МВт ... 720

Список литературы ... 722

ПРЕДИСЛОВИЕ

Российская энергетика находится в стадии реформирования с целью интеграции в мировую рыночную экономику. При этом приоритетной задачей энергетики всегда было и остается надежное энергоснабжение экономики и населения страны электроэнергией.

Начавшийся экономический рост предполагает неизбежное увеличение производства электроэнергии (рис. 1)

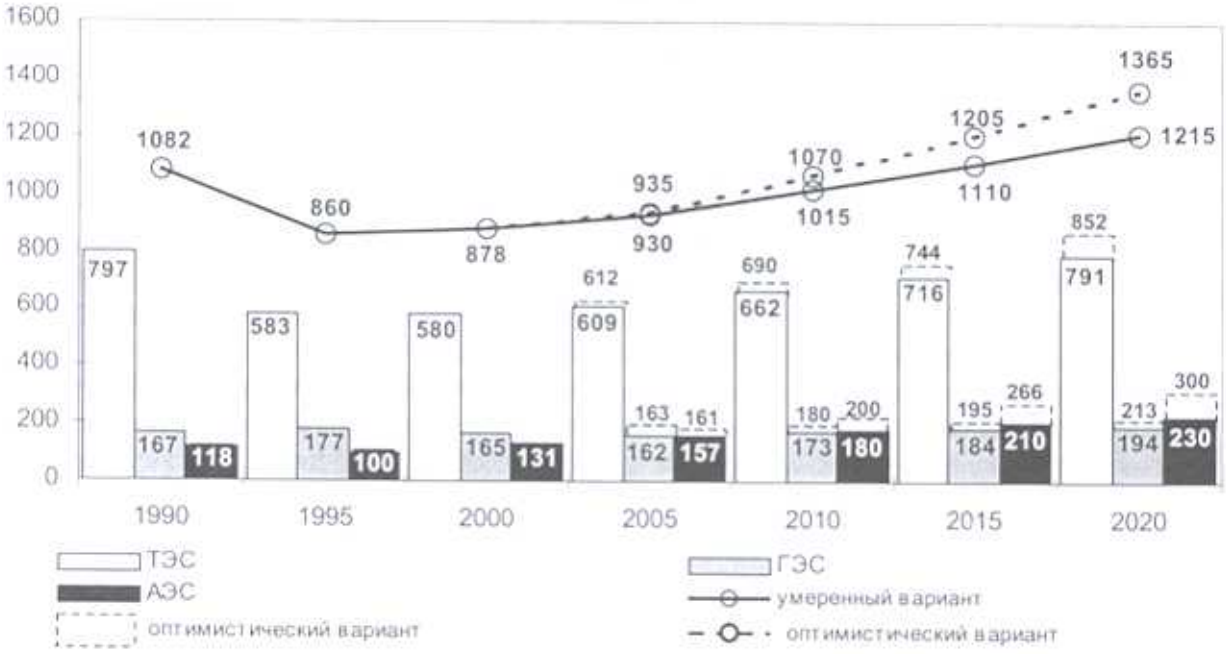


Рис.1. Производство электроэнергии в России, млрд. кВт.ч[1]

Чтобы обеспечить такой уровень производства и потребления необходимо решить ряд серьезных проблем, среди которых одной из важнейших является высокая степень износа действующего оборудования. При этом коэффициент его обновления чрезвычайно низок, поскольку объем инвестиций в электроэнергетику в последнее десятилетие снизился более чем в 3 раза[2].

Из года в год нарастает объем мощностей энергооборудования электростанций, отработавших свой парковый ресурс.

Поэтому наметившийся рост электропотребления приближает ситуацию, когда может появиться дефицит электроэнергии с ограничением потребителей, в связи с чем проблема обеспечения надежной и безопасной эксплуатации электрических станций стоит как никогда остро. Это обусловлено медленным вводом новых мощностей и, как было отмечено выше, недостаточными темпами обновления основного оборудования.

Одним из важнейших условий эффективного управления безопасностью в энергетике в целом на ближайшие годы является создание эффективной системы ремонта и технического обслуживания всех объектов отрасли.

Осуществляемое реформирование отрасли позволит оптимизировать затраты на ремонты при одновременном повышении качества ремонтных работ для создания конку-

[1] Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. (Принято распоряжением правительства Российской Федерации от 28 августа 2003г. №1234-Р).

[2] Романов А.А. Техническое перевооружение электроэнергетики. Необходимость и проблемы. В сборнике докладов юбилейной научно-практической конференции, посвященной 50-летию ИПКгосслужбы. Том 4 / Под ред. В.В. Барило – М.:2002.-С.10-18.

рентной среды в области ремонта, что должно повысить надежность эксплуатации отремонтированного энергооборудования.

Необходимость повышения качества работ в указанной области требует от персонала специализированных ремонтных предприятий высокой квалификации и профессионализма, серьезного внимания к подготовке ремонта и необходимому технологическому обеспечению.

Высокая квалификация и знание проблем и технологий ремонта турбогенераторов требуется также от руководителей тепловых электростанций и специалистов по эксплуатации, в обязанности которых входит работа с подрядчиками по подготовке ремонта, определению объемов, согласованию сроков и условий производства и обеспечению всей необходимой документацией. Важна также квалифицированная оценка качества при приемке оборудования после ремонта.

Для достижения этой цели необходимо активное освоение новых технологий ремонта на современном уровне, методов технической диагностики, знаний алгоритма действий при оценке технического состояния оборудования и продления срока его службы с гарантией надежности работы.

Чрезвычайно актуальной является задача обеспечения специалистов по ремонту нормативной, методической и справочной литературой.

Настоящий справочник должен оказать помощь в повышении квалификации персонала, распространении и освоении передовых методов ремонта турбогенераторов, направленных на повышение качества ремонта и надежности их работы, а также методов контроля технического состояния, выявления и устранения дефектов.

Предлагаемое издание подготовлено специалистами ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго и других организаций.

Справочник содержит:

– технические данные турбогенераторов мощностью до 1200 МВт и их возбудителей (различных заводов-изготовителей);

– описание конструкций основных узлов турбогенераторов с водородным, воздушным и водяным охлаждением;

– описание технологий ремонта узлов генераторов и возбудителей (разборка, сборка, ремонты ротора, статора, уплотнений вала);

– сведения о наиболее характерных повреждениях, способах выявления их причин и рекомендации по их устранению;

– краткое описание приспособлений, оборудования, оснастки, специальных инструментов, необходимых для качественного выполнения ремонта турбогенераторов;

– информацию о материалах, применяемых при ремонте;

– описание методик измерений, испытаний и обследований, проводимых перед ремонтом для выявления скрытых дефектов и в процессе ремонта - для проверки качества работы;

– рекомендации по организации ремонтов, технике безопасности, отдельным операциям и технологиям;

– информацию о модернизациях турбогенераторов.

Справочник предназначен для инженерно-технических работников, мастеров и бригадиров, занятых эксплуатацией и ремонтом турбогенераторов, а также конструкторов, технологов и расчетчиков проектно-конструкторских организаций и фирм электротехнического профиля.

Справочник составлен специалистами, имеющими большой практический опыт ремонта и модернизации турбогенераторов, в их числе - **Пузаков Сергей Евдокимович, Ростик Герман Владимирович, Голоднова Ольга Сергеевна, Кутуков Леонтий Григорьевич, Завьялов Герман Владимирович, Ткачева Лилия Никитична**.

Кутуков Л.Г., Пузаков С.Е., Ткачева Л.Н., Ростик Г.В. участвовали в подготовке «Справочника по ремонту турбогенераторов», изданного в 1978 г. издательством «Энергия» под редакцией Устинова П.И.

Настоящий справочник значительно переработан и расширен по сравнению с предыдущим с учетом тех изменений, которые произошли в деле создания и ремонта турбогенераторов за период, прошедший с 70-х годов прошлого века: исключена устаревшая информация, приведены технические данные по новым генераторам, описаны усовершенствованные и новые технологии ремонта. Объем справочника составляет 724 страницы текста с приложениями. Список использованных источников включает 35 наименований, на которые в тексте даны ссылки[1].

При составлении справочника использован многолетний опыт ремонтных предприятий и электромашиностроительных заводов.

Приводимые технические данные носят справочный характер и могут быть использованы для изучения конструкций турбогенераторов, подготовки ремонта и модернизации. С учетом мелкосерийного производства крупных электрических машин в отдельных конкретных случаях конструкция составных частей и их размеры могут отличаться от указанных в справочнике. Поэтому при разработке проектов организации ремонта и модернизации наряду с указанными техническими данными должна быть использована также конструкторская документация на конкретный генератор.

Принимая во внимание современную политику изготовителей по закрытию информации о продукции в открытой печати, в том числе - по новым сериям турбогенераторов, в ряде случаев в справочнике приведен ограниченный объем технических данных. Учитывая неоднократные изменения форм собственности изготовителей турбогенераторов, в тексте справочника указаны первоначальные и известные в энергетике названия заводов: «Электросила» (г. Санкт-Петербург), «ЭЛСИБ» (г. Новосибирск), ЛТГЗ (г. Лысьва), «Электротяжмаш» (г. Харьков).

Приведенные в справочнике Государственные стандарты (ГОСТы), технические условия (ТУ), маркировка материалов и другие технические данные продолжают являться действующими до выхода новых технических регламентов (в части требований по безопасности), которые в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» (№184 – ФЗ от 27 декабря 2002 г. глава 10 п. 7 стр.24) должны быть приняты в течение семи лет со дня вступления в силу настоящего закона.

Авторы принимали активное участие в подготовке всех разделов справочника. Основными авторами конкретных разделов справочника являются: **Голоднова О.С.** (1, 2, 7, 8, 14 и приложения 3 и 6), **Кутуков Л.Г.** (3; 9.3; 9.4; 11.1), **Пузаков С.Е.** (6; 11.2-4; 13 и приложения 1,2,4,5), **Ростик Г.В.** (15, приложения 7,8,9,10), **Ткачева Л.В.** (4, 5), **Завьялов Л.Г.** (9.1; 9.2; 10; 12). Научно-техническое консультирование по содержанию справочника выполнено Ростиком Г.В.

Авторы выражают благодарность ремонтным предприятиям (Мосэнергоремонт, Ленэнергоремонт, Ростовэнергоремонт, Сибэнергоремонт, Уралэнергоремонт) за предоставленные материалы и содействие в составлении справочника и всем специалистам, оказавшим поддержку в этой работе.

Авторы надеются, что энергетики откликнутся на это издание и направят свои замечания и предложения по адресу: 115035, Москва ул. Садовническая, д.77 стр. 1. ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго. Контактные телефоны: 951-71-59, т/ф 953-05-25, 953-27-82. E-mail: ipkgos@dol.ru; rime@ipkgos.ru.

[1] Ряд дополнительных материалов указан непосредственно в тексте (ТУ, технологические описания и инструкции по эксплуатации заводов-изготовителей, описание технологических процессов и ТУ на ремонт, ГОСТЫ и т.д.).

Раздел первый

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Этапы развития турбогенераторостроения

Развитие турбогенераторостроения связано с прогрессом в конструкции паровых турбин, поскольку параметры турбогенератора соответствуют мощности и частоте вращения турбины. Совершенствование конструкций турбин шло по пути роста параметров пара (температуры и давления), что и определило повышение единичной мощности и выбор частоты вращения. Внедрение турбоагрегатов повышенной мощности на электростанциях обеспечивало большой экономический эффект благодаря снижению удельного (на 1 кВт) расхода материалов, удельных капитальных затрат и эксплуатационных издержек. Максимальная мощность турбогенератора ограничивается возможностями качественного изготовления высокопрочных стальных поковок большого диаметра для роторов и условиями их транспортировки к месту установки [1–3, 7].

Основные этапы роста мощностей турбогенераторов

Первые турбогенераторы были введены в эксплуатацию в 1895 г. в Германии (г. Франкфурт-на-Майне). Это были три однофазных турбогенератора переменного тока общей мощностью 1,5 МВт с явно выраженными полюсами на роторе и с частотой вращения 1000 об/мин. Трехфазные турбогенераторы с цилиндрическим ротором впервые появились в 1900–1901 гг. В период 1900–1920 гг. наиболее крупные турбогенераторы изготовлялись шестиполюсными с частотой вращения 1000 (1200) об/мин. Крупнейший из них с мощностью 62,5 МВт был построен в США фирмой Вестингауз. Четырехполюсные генераторы с частотой вращения 1500 (1800) об/мин выпускались на относительно меньшие мощности. Двухполюсные генераторы на 3000 (3600) об/мин выполнялись в то время мощностью лишь до 5 МВт. Фирма АЕГ в 1903 г. выпускала двухполюсные турбогенераторы мощностью 3 МВт, имевшие ротор с наборными зубцами. После 1920 г. преимущественное развитие получают двух– и четырехполюсные турбогенераторы, а с 1930 г. подавляющее большинство установок комплектуется двухполюсными генераторами на 3000 (3600) об/мин. В отличие от многополюсных роторов с установленными на обод ротора явновыраженными полюсами роторы таких генераторов названы роторами с неявновыраженными полюсами, или неявнополюсными роторами.

Турбогенераторы выполняются с воздушным охлаждением, при этом генераторы мощностью выше 3–6 МВт имеют замкнутый цикл охлаждения с водовоздушными охладителями. Циркуляция воздуха осуществляется вентиляторами на валу ротора.

Большое внимание уделяется развитию системы охлаждения турбогенераторов, что позволяет повысить их единичную мощность. На рис. 1-1 показаны графики роста единичной мощности турбогенераторов разных фирм.

Совершенствование турбогенераторов идет по пути сокращения их массы и размеров, а также повышения экономичности и надежности работы благодаря лучшему использованию активных и конструкционных материалов и усовершенствованию систем охлаждения (табл. 1-1).

Патент на использование водорода для охлаждения турбогенератора получен в Германии в 1915 г., однако охлаждение турбогенератора водородом практически было осуществлено в США фирмой Дженерал Электрик, впервые построившей в 1937 такой генератор. С тех пор этот вид охлаждения интенсивно развивался за рубежом и в нашей стране.

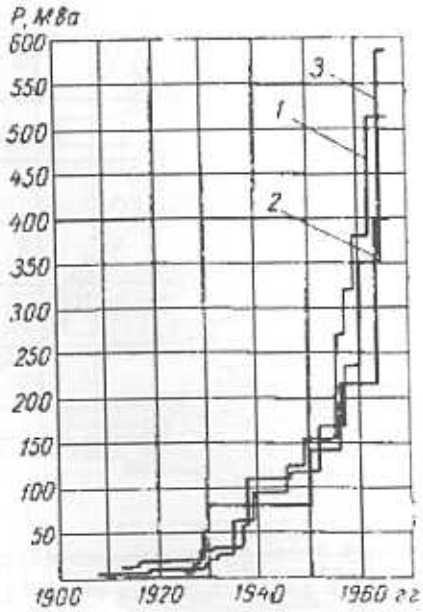


Рис.1-1. Рост единичной мощности двухполюсных турбогенераторов [2]:
1 – фирма Вестингауз (США), 2 – фирма Сименс-Шуккерт (Германия),
3 – завод «Электросила» (СССР)

Таблица 1-1. Сокращение массы и размеров турбогенераторов [1, 2]

Турбогенератор	Год изготовления	Масса, отн. ед.	Активная длина, отн. ед.	Полная длина, отн. ед.
Турбогенератор 12,5 МВ·А с воздушным охлаждением фирмы Вестингауз	1923	1,0	1,0	1,0
	1927	0,745	0,82	0,91
	1930	0,568	0,61	0,68
Турбогенератор 100 МВт завода «Электросила»				
Т2 – 100-2 (с воздушным косвенным охлаждением)	1946	1,0	1,0	1,0
ТВ2 – 100-2 (с водородным косвенным охлаждением)	1952	0,95	0,83	0,9
ТВФ – 100-2 (с водородным непосредственным охлаждением)	1958	0,6	0,49	0,74

Первый турбогенератор с водородным охлаждением в СССР был спроектирован и построен на заводе «Электросила» в 1946 г. Он имел мощность 100 МВт. Вслед за ним были изготовлены турбогенераторы с водородным охлаждением 25 и 50 МВт. Это была серия ТВ. С 1952 г. была разработана и запущена в производство усовершенствованная серия – ТВ2. Затем – серия ТВФ, с форсированным охлаждением ротора (с 1957 г.) и серия ТВВ с водородно-водяным непосредственным охлаждением (с 1959 г.). Циркуляция водорода в этих генераторах обеспечивалась вентиляторами на валу ротора.

Роль интенсификации охлаждения в повышении экономичности турбогенераторов иллюстрируется графиками на рис. 1-2, где показаны зависимости удельного расхода меди обмоток (а) и удельного расхода активной стали статора (б) от полной мощности турбогенератора и от системы охлаждения: 1 – воздушное охлаждение, 2 – водородное косвенное охлаждение, 3 – водородное непосредственное охлаждение для ротора и косвенное для статора, 4 – непосредственное водородное для ротора, водородное для сердечника и водяное непосредственное для обмотки статора.

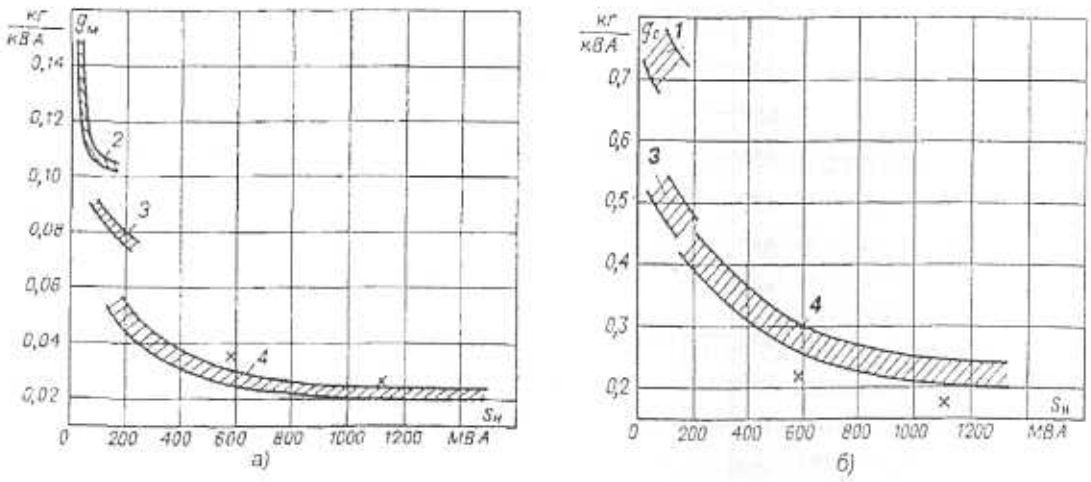


Рис. 1-2. Зависимости удельных расходов активных материалов от мощности и системы охлаждения для двухполюсных турбогенераторов [3]:
а – медь обмоток; *б* – активная сталь статора. Удельные расходы для четырехполюсного турбогенератора обозначены значком «х»

На первых турбогенераторах корпусная изоляция обмотки статора выполнялась выкладкой паза пропитанным электроизоляционным картоном или комбинацией картона с гибким миканитом. Впоследствии стала применяться микалентная изоляция, компаундированная асфальто-битумными связующими.

С целью уменьшения потерь в обмотке статора статорные стержни стали выполняться вместо массивной медной шины из ряда отдельных проводов малого сечения (с высотой 2,0–2,5 мм) с транспозицией их в пазовой части (рис. 1-3).

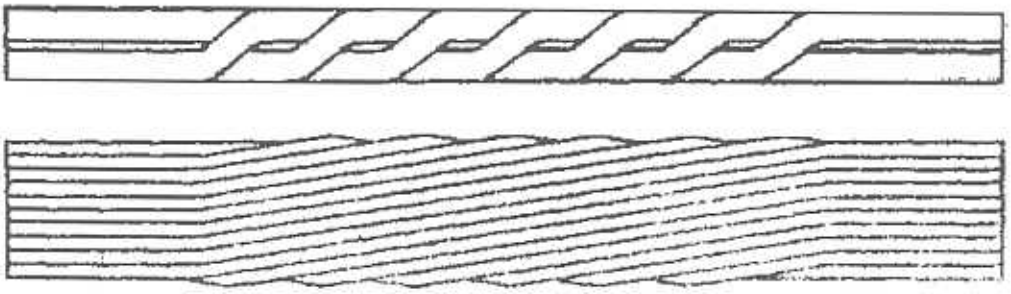


Рис. 1-3. Транспозиция элементарных проводников стержня в пазовой части [1]

В связи с технологическими трудностями изготовления крупных высококачественных поковок на турбогенераторах в период 1915–1925 гг. широко применялись составные роторы следующих основных типов: вал с насаженными на него отдельными коваными дисками, стянутыми сквозными шпильками (рис. 1-4, *а*); ротор со средней частью в виде трубы с массивными стенками и двумя хвостовиками, крепящимися к средней части стяжками или болтами (рис. 1-4, *б*); ротор, набранный из толстых кованых дисков, стянутых сквозными болтами, с концевыми частями, прикрепленными к ротору болтами (рис. 1-4, *в*).

В дальнейшем по мере успехов металлургической промышленности наибольшее распространение получили неявнополюсные роторы, изготовленные из сплошной поковки с фрезерованными радиальными пазами (рис. 1-4, *г*). Для уменьшения вибрации ротора в больших зубцах бочки ротора фрезеруются поперечные прорези (канавки Лаффуна) или продольные пазы.

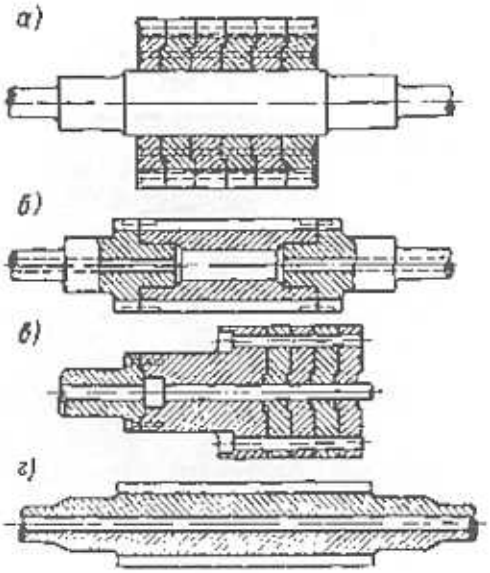


Рис. 1-4. Типы конструкций роторов турбогенераторов [2]

Однако фирма АЕГ (Германия) длительное время выполняла роторы с наборными (вставными) зубцами (рис. 1-5), причем зубцы набирались из листов толщиной от 2 до 3 мм, стягивались заклепками в отдельные пакеты и закреплялись на валу посредством «ласточкина хвоста».

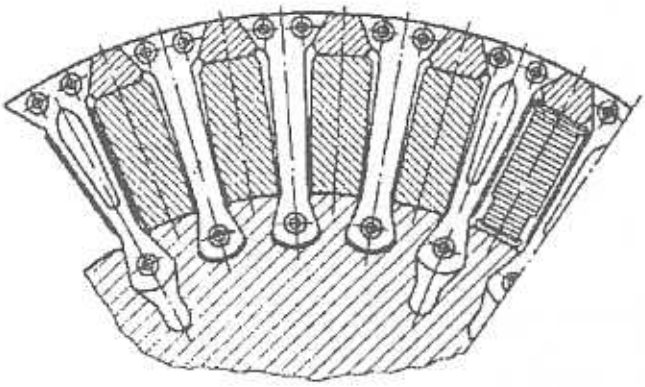


Рис. 1-5. Ротор фирмы АЕГ с наборными зубцами [2]

Фирма «Ганц» (Венгрия) использовала оригинальную конструкцию ротора, состоящего из трех частей; средняя часть имела параллельные пазы, в которые медь укладывалась с натягом при вращении ротора; бандажные кольца отсутствовали (рис. 1-6).

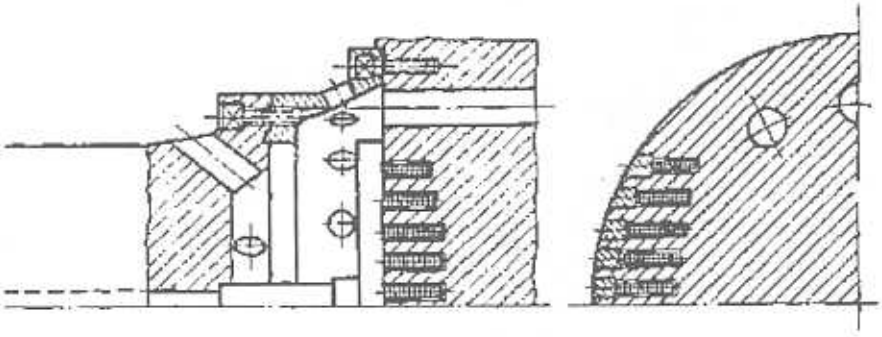


Рис. 1-6. Ротор фирмы Ганц [2]

Катушки неявнополюсных роторов (рис. 1-4, *а*) выполнялись из полосовой меди, которая укладывалась в паз с расположением витков в столбик по высоте паза. Изоляция относительно стенок паза осуществлялась при помощи пазовой гильзы, а между витками – обычно изоляционными прокладками. Процесс намотки ротора показан на рис. 1-7.

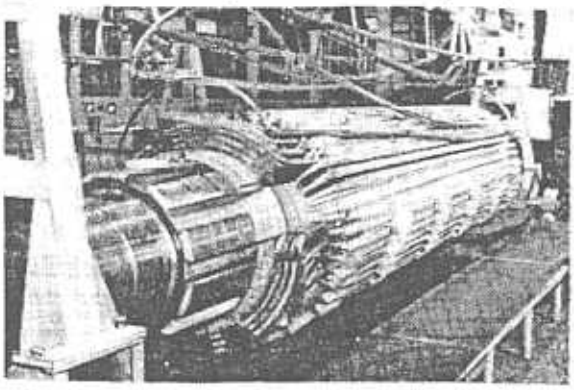


Рис. 1-7. Ротор двухполюсного турбогенератора в процессе намотки [3]

В 1940–50-х годах стали наблюдаться повреждения обмоток роторов при длительной эксплуатации вследствие укорочения витков из-за остаточной температурной деформации меди от комбинированного воздействия перегрева и центробежных сил. (рис.1-8). Для предупреждения этого явления стала применяться холоднотянутая медь с присадками кадмия и серебра, имеющая более высокий предел текучести, и были приняты меры к интенсификации охлаждения обмотки ротора.

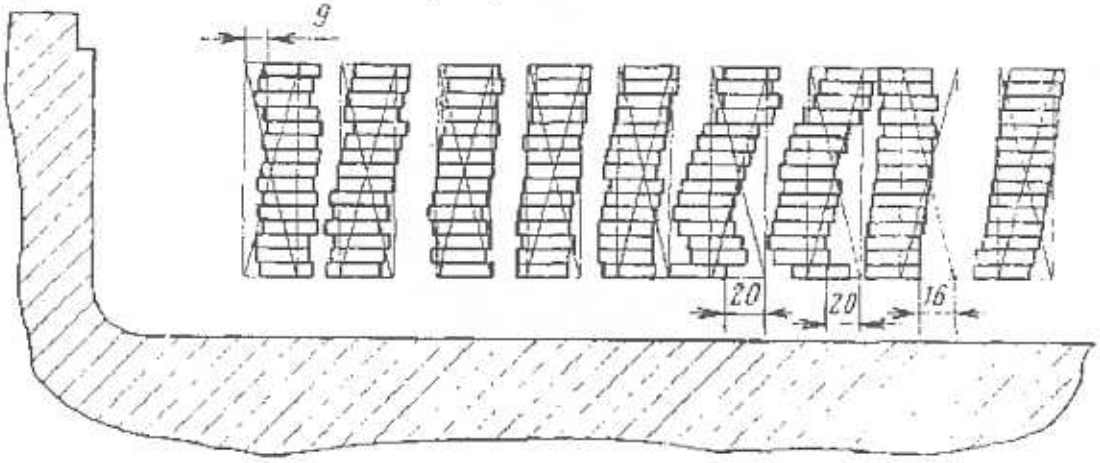


Рис. 1-8. Продольный разрез по лобовой части ротора ТГ типа ТВ2-100-2 с деформацией и сдвигом витков обмотки [5]

Лобовые части роторов турбогенераторов удерживались от отгиба центробежными силами при помощи бандажных колец. По мере роста единичной мощности турбогенератора конструкция бандажных колец претерпела значительные изменения. Ранее для двухполюсных роторов турбогенераторов бандажные кольца изготовлялись составными из бронзы или из магнитной стали (рис. 1-9), а также в сочетании магнитной и немагнитной стали.

Фирма АЕГ использовала многослойные проволочные бандажи из пропаянной немагнитной проволоки (рис. 1-10). Однако из-за крупных аварий, связанных с распайкой проволочных бандажей, фирма впоследствии отказалась от их применения. Позднее бандажные узлы турбогенераторов были модернизированы ремонтными предприятиями Главэнергоремонта. Для турбогенераторов мощностью до 12 МВт для бандажных колец применялись алюминиевые сплавы.

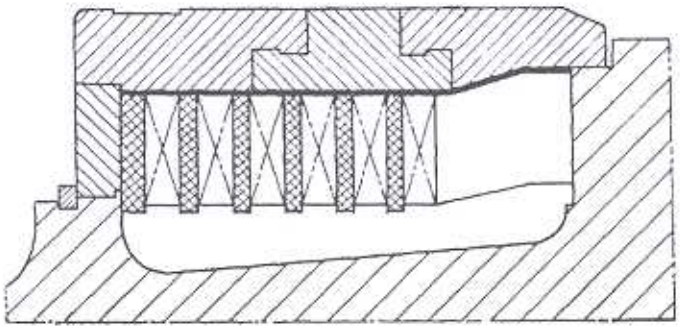


Рис. 1-9. Составное бандажное кольцо [1]

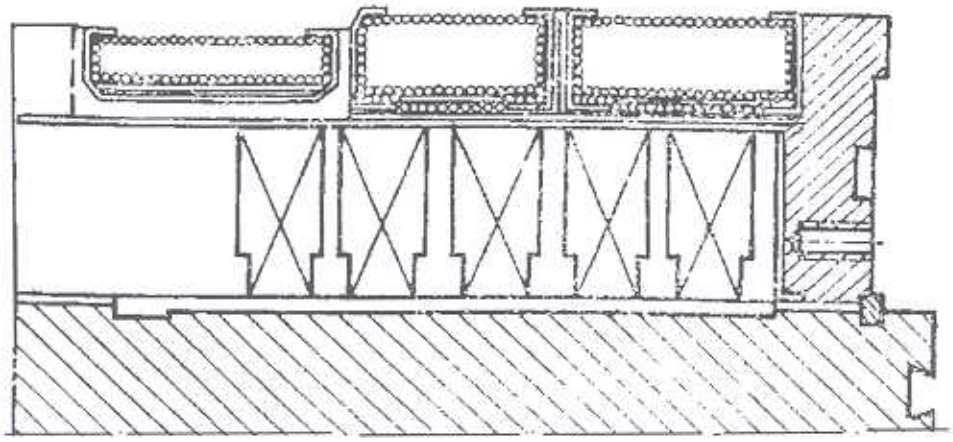


Рис. 1-10. Проволочный бандаж на лобовых частях ротора

После 1926 г. электромашиностроительными заводами освоено производство бандажных колец из немагнитной стали.

В настоящее время массивные бандажные кольца роторов турбогенераторов изготовляются из высокопрочной легированной немагнитной стали.

Конструктивно бандажи различаются по способу их крепления на роторе (рис. 1-11).

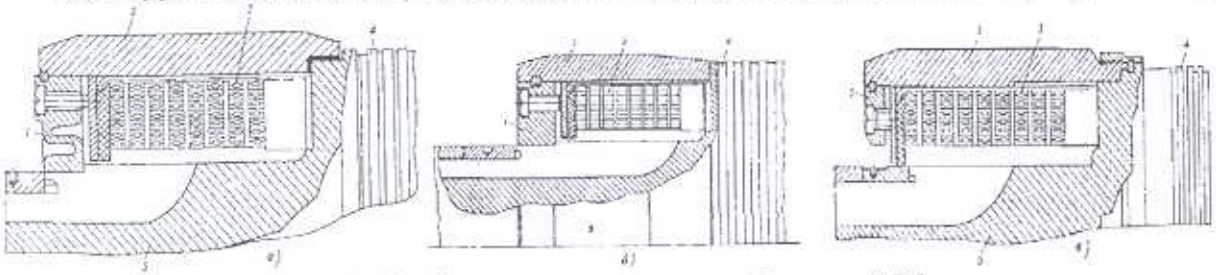


Рис. 1-11. Конструкции роторных бандажей [3]:

а – двухпосадочная конструкция (на бочку ротора и на вал – через эластичное центрирующее кольцо); *б* – одна посадка – на вал через центрирующее кольцо; *в* – одна посадка – на бочку ротора, с креплением бандажа стопорной гайкой;

1 – центрирующее кольцо, 2 – бандажное кольцо, 3 – катушки ротора, 4 – бочка ротора, 5 – вал

Наибольшее распространение сначала получила двухпосадочная конструкция бандажа с посадкой на центрирующее кольцо и бочку ротора. Однако такая конструкция работает удовлетворительно на роторах турбогенераторов мощностью до 30 МВт (короткие роторы). На более мощных турбогенераторах с большей длиной вала ротора, а следовательно, и большим статическим прогибом, знакопеременные усилия от прогиба ротора с течением времени ослабляют натяг в месте посадки носика бандажа на бочку, что способствует появлению подгаров и трещин в зубцовой зоне бочки ротора и на поверхности носика бандажа. Двухпосадочная конструкция была усовершенствована путем применения эластичного центрирующего кольца и изолировки посадочного места на бочке ротора, что

несколько расширило применение этой конструкции. На рис. 1-11, *а* показана двухпосадочная конструкция с Z-образным эластичным кольцом. Но указанные причины приводили к повреждениям эластичных колец. В связи с этим для более мощных турбогенераторов начали применяться бандажные кольца с одной посадкой на вал через центрирующее кольцо (отставленные бандажные кольца, рис. 1-11, *б*) или на бочку ротора (консольные, рис. 1-11, *в*)

С ростом мощностей и габаритов турбогенераторов возросла вибрация ротора и активной стали статора с частотой 100 Гц. С целью снижения влияния вибрации сердечника статора на его корпус и фундамент была введена эластичная связь между сердечником и корпусом: в виде плоских пружин между сердечником и корпусом статора (рис.1-12) или в виде прорезей в продольных ребрах-клиньях, на которых набираются сегменты активной стали сердечника (рис. 1-13).

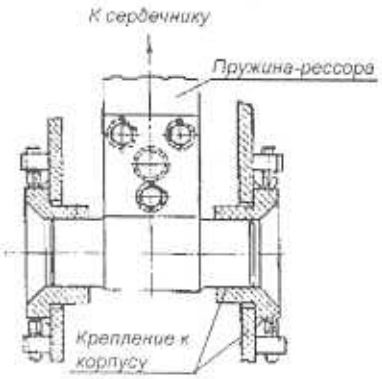


Рис. 1-12. Плоская пружина для связи между сердечником и корпусом статора

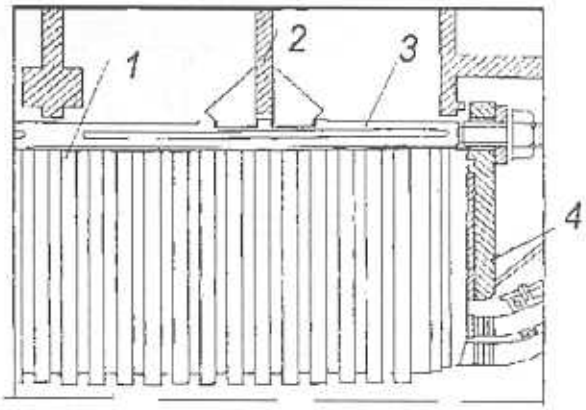


Рис. 1-13. Эластичная подвеска сердечника в корпусе [3]:
1 – активная сталь, *2* – перегородки корпуса, *3* – ребра-клинья с прорезями, *4* – нажимная плита

Применение в статорных сердечниках электротехнических сталей с малыми удельными потерями повысило к. п. д. и уменьшило размеры турбогенераторов. Освоение новых видов высоковольтной изоляции, выполненной на основе стеклослюдинита и термореактивных связующих обеспечило лучшие диэлектрические, механические и тепловые свойства, чем у термопластичной микалентной компаундированной изоляции.

С увеличением единичной мощности турбогенераторов и повышением удельных нагрузок его активных частей возникла необходимость их более интенсивного охлаждения. На первом этапе выход был найден путем применения водородного охлаждения. В дальнейшем повышение интенсивности охлаждения шло по пути увеличения избыточного давления водорода с 0,005 МПа до 0,2 МПа для обмоток с косвенным охлаждением турбогенераторов мощностью до 150 МВт.

Следующим этапом явилось применение непосредственного водородного охлаждения обмоток ротора и статора в турбогенераторах мощностью до 300 МВт с избыточным давлением водорода 0,3 МПа. Максимальная мощность таких генераторов достигала 920 МВ·А (Мицубиси, Япония).

Дальнейшее повышение мощности турбогенераторов осуществлялось путем применения непосредственного водяного охлаждения обмотки статора при непосредственном водородном охлаждении обмотки ротора и сердечника статора. Такие турбогенераторы мощностью выше 150 МВт с избыточным давлением водорода от 0,3 до 0,5 МПа. производятся различными фирмами. Максимальные мощности турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением достигают 1950 МВ·А (Альстом, Франция), 1500–1600 МВ·А (Сименс-КВУ, Германия), 1200 МВт (Электросила, Россия). Все указанные турбогенераторы

инофирм мощностью свыше 1000 МВ·А имеют частоту вращения 1500 об/мин, а турбогенератор «Электросилы» (1200 МВт) – 3000 об/мин.

Диапазоны мощностей действующих турбогенераторов с различными системами охлаждения показаны на рис. 1-14.

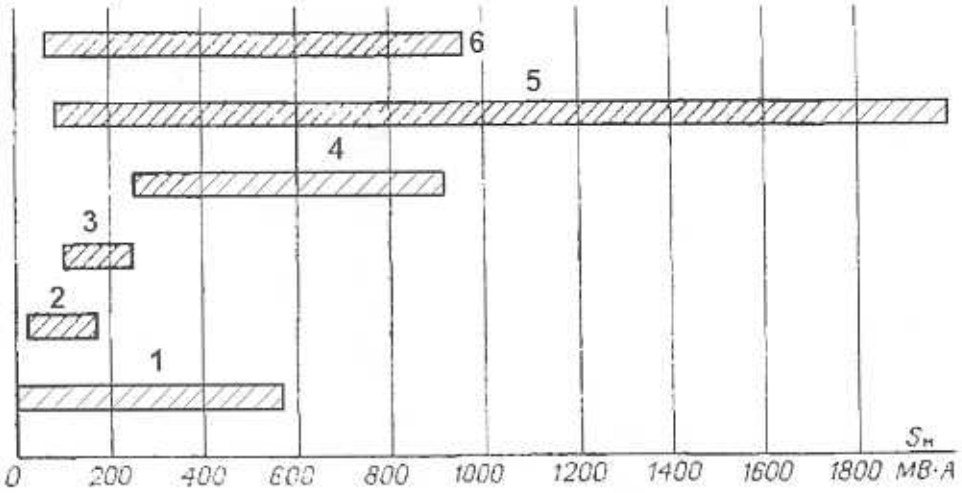


Рис. 1-14. Диапазоны мощностей турбогенераторов для различных охлаждающих сред [3]:

1 – воздушное охлаждение косвенное и непосредственное; 2 – водородное косвенное охлаждение; 3 – водородное охлаждение косвенное для статора и непосредственное для ротора; 4 – водородное охлаждение непосредственное для статора и ротора; 5 – водородно-водяное охлаждение (водяное – для обмотки статора и водородное непосредственное – для ротора и сердечника статора; 6 – полное водяное непосредственное охлаждение генератора (без водорода)

Дальнейшим шагом на пути интенсификации охлаждения было внедрение водяного охлаждения обмотки ротора. Применение водяного охлаждения вместо водородного приводит к снижению превышений температуры обмоток роторов на 30–50 °С и позволяет понизить сечения каналов для охлаждающего агента в проводниках ротора в 1,5–2 раза, что уменьшает потери в них на 15–20%. Главная трудность внедрения водяного охлаждения обмоток роторов состояла в обеспечении достаточно надежных конструктивных решений.

Стремление отказаться от водорода потребовало совершенствования воздушного охлаждения при максимальной мощности турбогенератора 500 МВ·А (АББ-Альстом, Швейцария, Франция), а также применения полного водяного охлаждения при максимальной мощности до 950 МВ·А (Электросила, Россия; АББ, Швейцария[1].

1.2. Развитие отечественного турбогенераторостроения

Динамика развития систем охлаждения и соответствующего роста максимальной единичной мощности отечественных турбогенераторов представлена на рис. 1-15, начиная с конца тридцатых годов прошлого века.

[1] Генераторы фирмы АББ с полным водяным охлаждением в настоящее время сняты с производства.

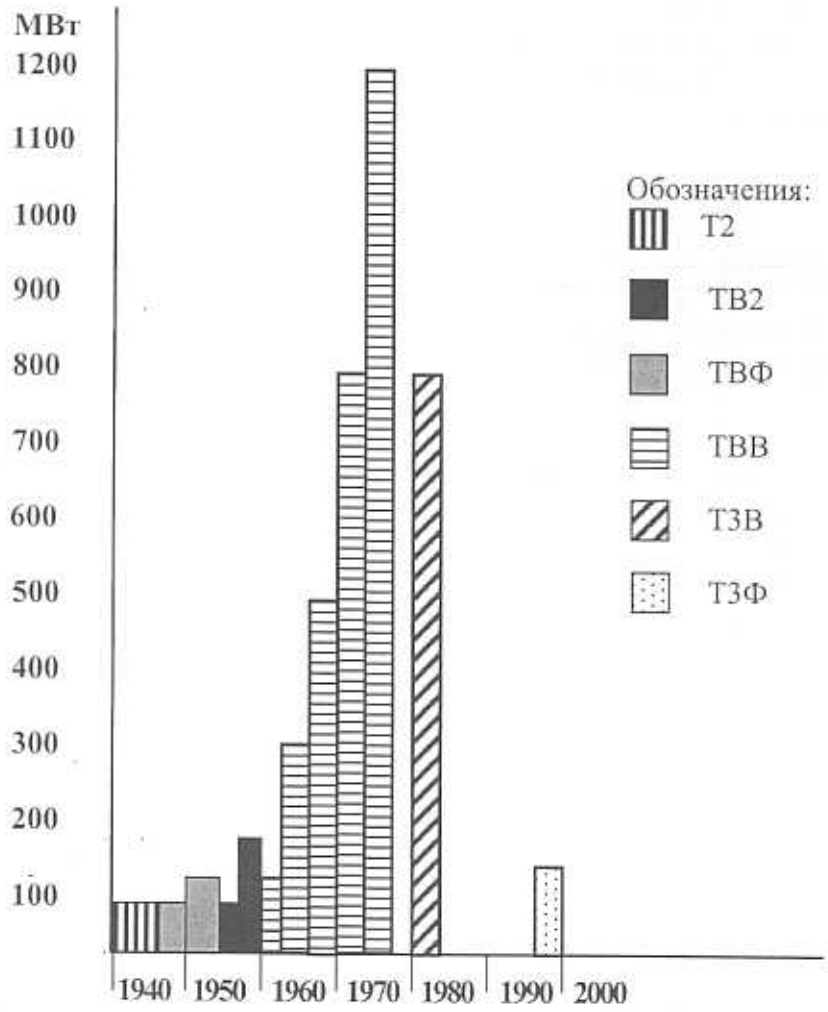


Рис. 1-15. Динамика развития мощных турбогенераторов

Предшествующая история турбогенераторостроения в нашей стране началась в 1924 году, когда в Ленинграде на заводе «Электросила» были изготовлены первые турбогенераторы мощностью 500 и 1500 кВт. Затем к 1929 г. была разработана и освоена первая отечественная серия турбогенераторов мощностью 600–24000 кВт. Турбогенераторы этой серии имели радиально-тангенциальную систему вентиляции (рис. 1-16), а также цельнокованые роторы с массивными бандажными кольцами с демпферной системой и подпазовыми каналами для лучшего охлаждения обмотки. Обмотка статора – однослойная, катушечная или стержневая с транспозицией проводников, изолирована в пазовой части от корпуса микафолиевой гильзой, а в лобовой части – миканитом и светлой лакотканью. Лобовые части обмотки были отогнуты под прямым углом к пазовой части и их близкое расположение к активной стали и торцевым щитам определяло высокие потери в концевых частях. Листы активной стали сердечника статора имели бумажную изоляцию с одной стороны. На турбогенераторах до 12 МВт якорь возбудителя собирался на втулке, насаженной на цилиндрический конец ротора, а магнитная система крепилась болтами консольно к фланцу подшипника турбогенератора. На турбогенераторах мощностью 24 МВт возбудитель являлся автономной машиной (рис. 1-17) и соединялся муфтой с ротором генератора.

В 1930-х годах был разработан и внедрен в конструкцию турбогенератора ряд усовершенствований:

чугунные литые станины, наружные щиты и фундаментные рамы были заменены сварными;

обмотка статора стала двухслойной – «корзиночного» типа;

освоено применение непрерывной микалентной изоляции обмотки статора на асфальто-битумных связующих с вакуум-компаундированием;

применена лаковая изоляция листов активной стали сердечника статора;

одно и многоструйная радиальная система вентиляции.

Это повысило надежность работы и снизило добавочные потери в концевых частях турбогенераторов.

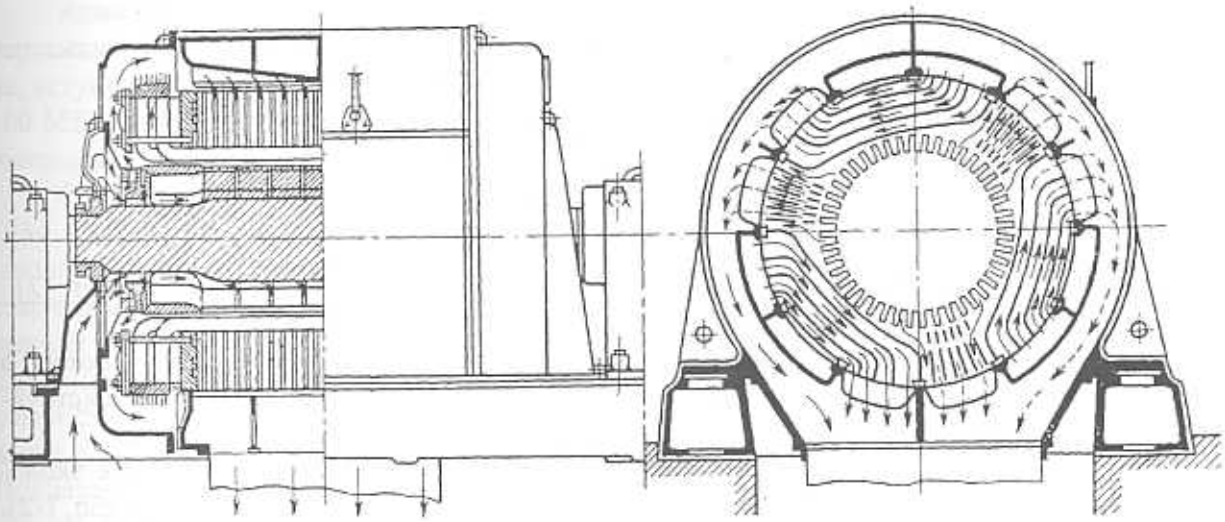


Рис. 1-16. Схема радиально-тангенциальной вентиляции турбогенератора первой серии [2]

Указанные усовершенствования были положены в основу конструкции турбогенераторов серии Т (1933 г.) мощностью 6, 12 и 25 МВт с частотой вращения 3000 об/мин.

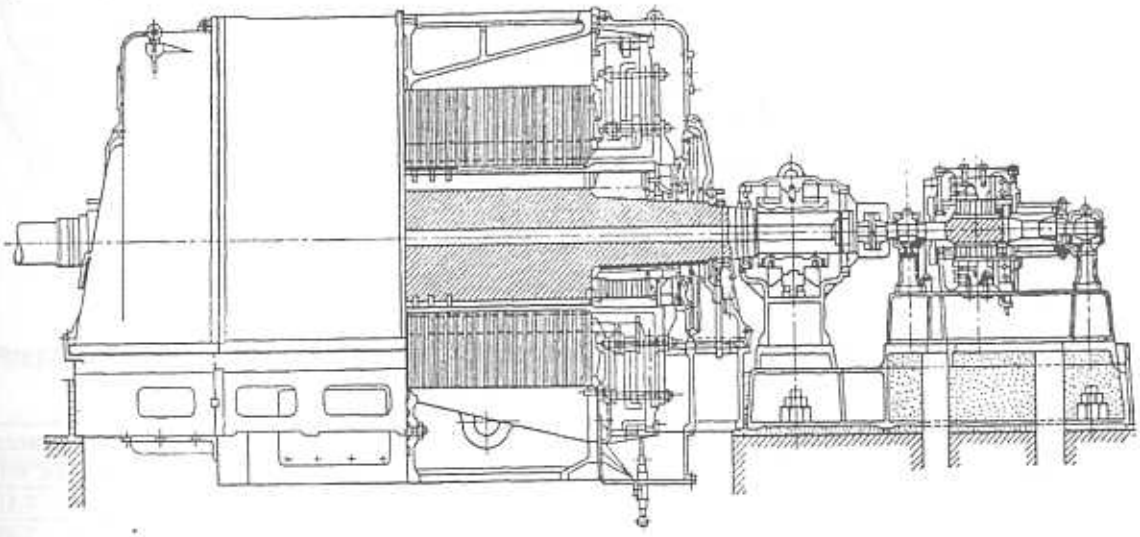


Рис. 1-17. Продольный разрез турбогенератора первой серии мощностью 24 МВт с автономным возбудителем [2]

Основные конструктивные элементы этих машин и технические решения аналогичны первой серии (рис. I-18).

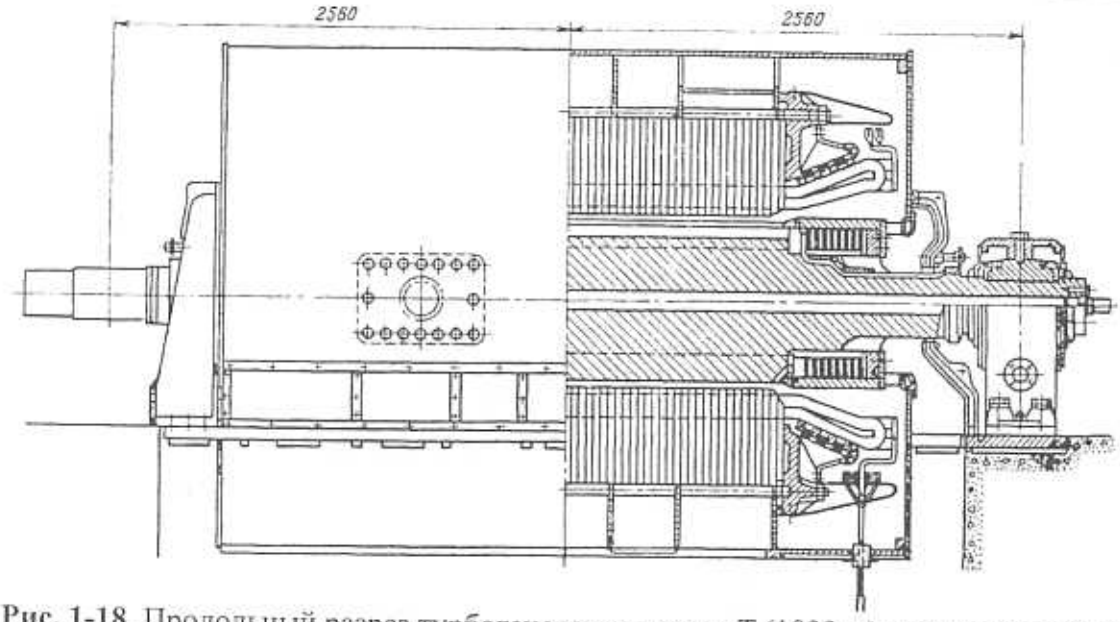


Рис. 1-18. Продольный разрез турбогенератора серии Т (1933 г.) мощностью 25 МВт [2]

В турбогенераторах серии Т были снижены в среднем на 50 % добавочные потери в концевых частях и обеспечена равномерность охлаждения по длине благодаря трехструйной системе вентиляции (рис.1-19). Это повысило надежность работы генератора.

По сравнению с первой серией турбогенераторы серии 1933 г. были более экономичны, так как они имели более высокий к.п.д. и меньшую приведенную массу (табл. 1-2).

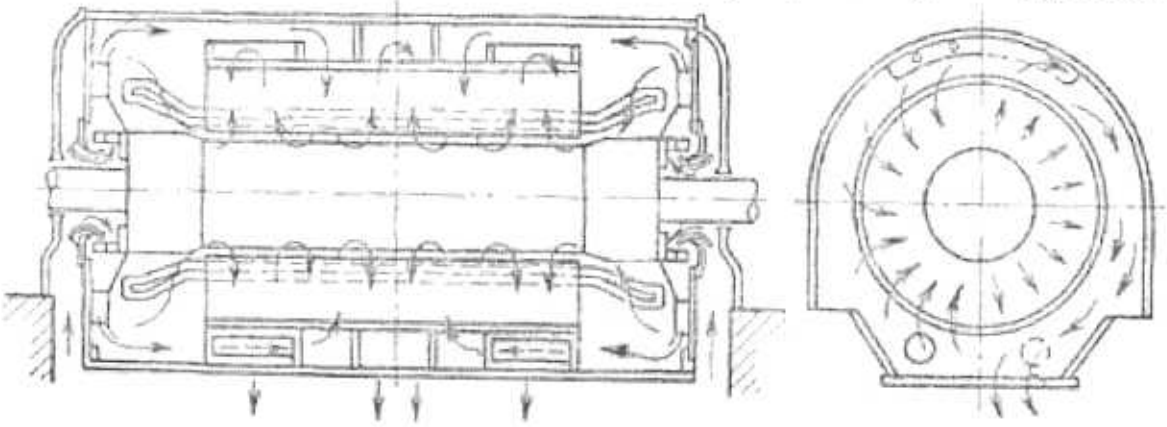


Рис. 1-19. Схема трехструйной радиальной вентиляции [2]

Таблица 1-2. Основные данные турбогенераторов первой серии 1929 г. и серии 1933 г. (серия Т) [1, 2]

Серия	Турбогенератор	Мощность, МВт	Напряжения, кВ	К. п. д., %	Приведенная масса, кг/(кВ·А)
1929 г.	Т-2140/ 80	6	3,15; 6,3	94,9	4,18
	Т-2210/87	12	6,3; 10,5	95,7	3,37
	Т-2270/98	24	6,3; 10,5	96,0	3,16
1933 г.	Т-6-2	6	3,15; 6,3	96,1	3,4
	Т-12-2	12	6,3; 10,5	96,3	2,98
	Т-25-2	25	6,3; 10,5	96,5	2,53

Обозначения:

1. Серия 1929 г.: Т– турбогенератор; числитель: первая цифра 2 – двухполюсный, последние три цифры – длина активной стали, см; знаменатель – диаметр расточки активной стали, см.

2. Серия 1933 г.: Т – турбогенератор: первая цифра – мощность, МВт; последняя цифра 2 – двухполюсный.

В 1932 г. заводом «Электросила» был изготовлен четырехполюсный турбогенератор мощностью 50 МВт с частотой вращения 1500 об/мин [1, 2]. При этом использовались технические решения, характерные для серии 1933 г.:

1) непрерывная компаундированная микалентная изоляция обмотки статора корзиночного типа;

2) алюминиевые седла в лобовых частях роторной обмотки;

3) радиальная вентиляция сердечника;

4) сварной корпус статора;

5) вынесенные за подшипники токоподводы ротора и контактные кольца.

Аналогичные турбогенераторы выпускались по собственным расчетным данным и чертежам с 1932 г. до 1941 г. Харьковским турбогенераторным заводом (ХТГЗ) на Украине, вступившим в строй в 1932–1934 гг., в том числе был выпущен генератор мощностью 100 МВт на 1500 об/мин [2]. После Великой Отечественной войны этот завод был переименован в «Электротяжмаш».

Следующим этапом развития турбогенераторостроения на заводе «Электросила» в 1934–1939 гг. стала серия Т2 двухполюсных турбогенераторов с воздушным охлаждением (серия «Второй пятилетки», табл. 1-3), характеризовавшаяся широким использованием сварных конструкций, двухслойными статорными обмотками корзиночного типа с непрерывной компаундированной изоляцией, а также усовершенствованной радиальной многоструйной вентиляцией с пропуском всего охлаждающего воздуха через зазор между ротором и статором. Лобовые части обмоток роторов турбогенераторов мощностью 3,5 МВт и выше изолировались микалентой и по всей длине защищались алюминиевыми седлами. Подпазовые каналы и демпферные системы отсутствовали.

В 1934–1936 гг. были выпущены турбогенераторы Т2 мощностью 6, 12, 25 МВт (рис. 1-20).

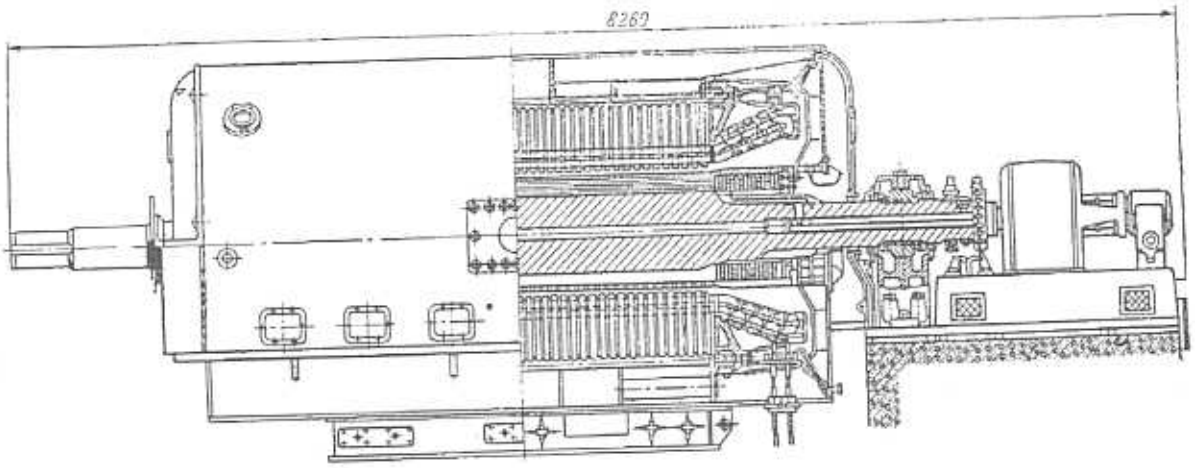


Рис. 1-20. Продольный разрез турбогенератора серии Т2 мощностью 25 МВт [2]

Таблица 1-3. Основные данные турбогенераторов серии Т2 [1]

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	КПД, %	Удельный расход материалов, кг/кВ·А		Приведенная масса, кг/кВ·А
				медь	сталь	
Т2-6-2	6/7,5	6,3	96,44	0,25	1,25	4
Т2-12-2	12/15	6,3	97,2	0,21	1,05	2,58
		10,5	97,1			
Т2-25-2	25/31	6,3	97,61	0,161	0,86	2,14
		10,5	97,58			
Т2-50-2	50/58,8	10,5	97,74	0,146	0,81	1,98
Т2-100-2	100/111,1	15,75	97,8	-	-	-

Обозначения: Т – турбогенератор, первая цифра 2 – «Вторая пятилетка», средняя цифра – мощность, МВт, последняя цифра 2 – двухполюсный.

В 1937–1938 гг. созданы турбогенераторы Т2 мощностью 50 и 100 МВт с частотой вращения 3000 об/мин, а в 1938–1939 гг. – турбогенераторы малой мощности 0,5-3,5 МВт.

Бандажные кольца роторов турбогенераторов 3, 5, 6 и 12 МВт выполнялись из магнитной стали отставленными от бочки ротора, а для турбогенераторов 25 МВт и выше – из немагнитной стали с посадкой на бочку ротора и центрирующее кольцо. Контактные кольца в турбогенераторах мощностью 25 МВт и выше были вынесены за подшипник, что сократило расстояние между подшипниками. По сравнению с серией Т турбогенераторы серии Т2 имели большее отношение активной длины к диаметру статора (2,5–3,0 вместо 2,0–2,5 для турбогенераторов мощностью 12–25 МВт).

Турбогенератор Т2-100-2 мощностью 100 МВт являлся (для того времени) крупнейшим в мире из машин данного класса (рис. 1-21). Охлаждение его осуществлялось вентиляционной установкой из четырех вентиляторов, вынесенных под генератор.

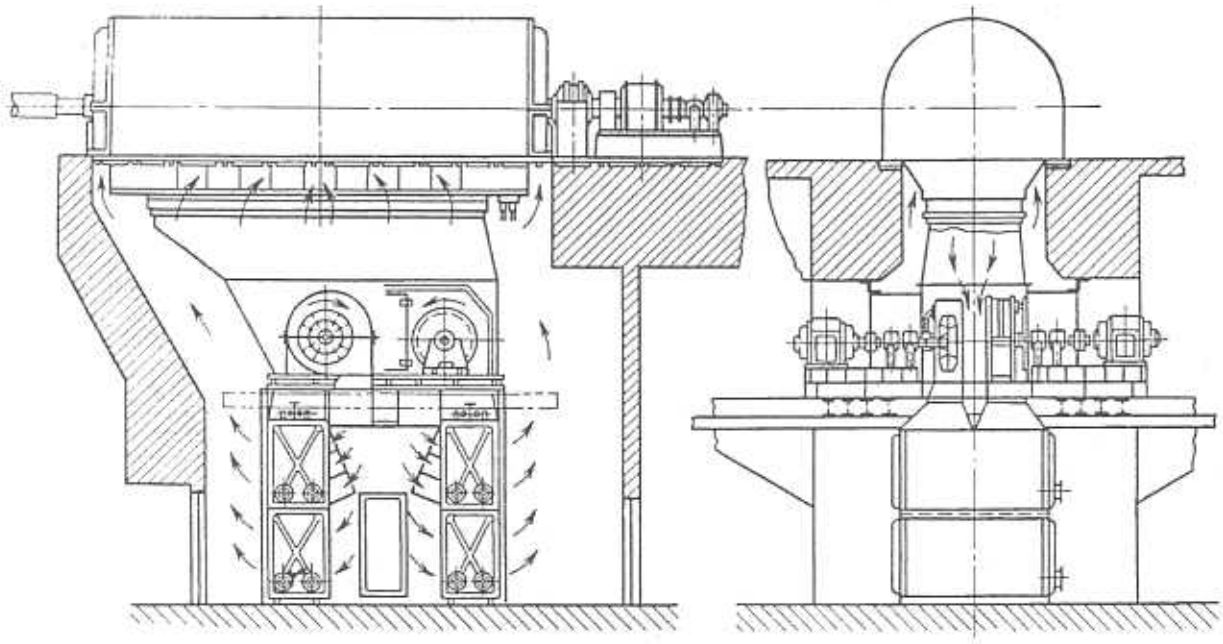


Рис. 1-21. Общий вид турбогенератора Т2-100-2 с вынесенными вентиляторами [2]

Для дальнейшего повышения единичной мощности турбогенераторов чрезвычайно важно было решить проблему отвода тепла от активных частей. Наилучшим решением этой проблемы явилось применение водорода, имеющего в 14 раз меньшую плотность, чем воздух, и на 44 % выше коэффициент теплоотдачи с поверхности. Благодаря интенсификации охлаждения рост единичной мощности турбогенераторов пошел далее более быстрыми темпами (рис. 1-15).

Работы по внедрению водородного охлаждения были начаты в 1939 г. и возобновились после перерыва, вызванного Отечественной войной. Уже в 1946 г. завод «Электросила» выпустил первый турбогенератор мощностью 100 МВт с водородным охлаждением. В 1946–1948 гг. заводом «Электросила» были изготовлены и введены в эксплуатацию турбогенераторы новой серии ТВ с водородным охлаждением мощностью 25, 50 МВт и первые машины 100 МВт.

В основу конструкции турбогенераторов серии ТВ в части размеров активной стали, изоляции обмотки ротора, системы охлаждения ротора и статора, конструкции вентиляторов, бандажного узла и др. была положена конструкция генераторов серии Т2 с воздушным охлаждением [1]. Для обеспечения герметичности реконструированию подверглись корпус статора с наружными щитами и узел подшипника со стороны возбудителя. Заново были созданы узел масляного уплотнения вала и комплекс масляного и газового хозяйства. Секция газоохладителей имела продольно-горизонтальное расположение и была уста-

новлена параллельно оси генератора между сердечником статора и наружной обшивкой корпуса. Подшипник со стороны возбудителя был конструктивно объединен с узлом масляного уплотнения вала.

Серия ТВ являлась переходной, в ней еще не использовались все преимущества новой системы охлаждения. При небольшом избыточном давлении водорода в турбогенераторах 0,0035–0,005 МПа повышение их мощности и к. п. д. составляло, в среднем, соответственно 8–10 % и 0,6–0,9 % [1].

В целях дальнейшего повышения надежности, удобства эксплуатации и ремонта указанной серии машин, а также снижения расхода материалов была создана новая серия турбогенераторов с водородным охлаждением ТВ2 (табл. 1-4). Она имела следующие конструктивные особенности:

- вертикальное расположение газоохладителей;
- встроенные вентиляторы осевого типа (для генераторов ТВ2-30-2 и ТВ-50-2 – центробежные);
- Z-образные центрирующие кольца повышенной эластичности;
- отсутствие алюминиевых седел на лобовых частях обмотки ротора[1];
- витковая изоляция обмотки ротора из миканитовых прокладок;
- уплотнения вала цилиндрического (кольцевого) типа, предусматривающие работу при давлении водорода 0,05–0,07 МПа.

В процессе эксплуатации кольцевые уплотнения вала были модернизированы по чертежам ЦКБ Главэнергоремонта и ремонтных предприятий с заменой на торцевые уплотнения, в результате чего избыточное давление водорода было повышено до 0,1–0,2 МПа. На ряде турбогенераторов 100 МВт аналогичное повышение давления водорода было реализовано на уплотнениях кольцевого типа после их модернизации.

Таблица 1-4. Основные данные турбогенераторов серий ТВ и ТВ2 [1]

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	Приведенная масса, кг/кВ·А	Удельный расход материалов, кг/кВ·А	
				медь	сталь
ТВ-50-2	50/62,5	10,5	-	-	-
ТВ-60-2	60/75	10,5	-	-	-
ТВ-100-2	100 117,5	15,75	-	-	-
ТВ2-30-2	30/37,5	6,3; 10,5	2,4	0,133	0,717
ТВ2-100-2	100/117,5	13,8	2,11	0,116	0,765
ТВ2– 150-2	150/166,7	18,0	2,04	0,112	0,73

Обозначения: Т – турбогенератор, В – водородное охлаждение, первая цифра – новая серия, средняя цифра – мощность, МВт, последняя цифра 2 – двухполюсный.

Первые турбогенераторы 100 и 150 МВт серии ТВ2 были изготовлены в 1952 г. Длина активной стали у турбогенератора ТВ2-100-2 была сокращена на 1 м по сравнению с турбогенератором серии ТВ, а экономия в расходе активных материалов на один турбогенератор составляла по электротехнической стали 16,5 т, по поковкам легированной стали 9 т, по меди обмоточной 1300 кг, по изоляции 500 кг. Примерно на 1 % был повышен КПД [1].

Турбогенератор ТВ2-150-2 (рис. 1-22) в то время являлся крупнейшим в Европе с косвенной системой водородного охлаждения для частоты вращения 3000 об/мин. На нем впервые было применено напряжение обмотки статора 18 кВ, а диаметр ротора доведен до 1075 мм.

[1] Обмотки роторов с алюминиевыми «седлами», установленными на изоляцию в лобовых частях генераторов серий Т и Т2, охлаждались плохо, что приводило к ускоренному развитию деформации меди. От этой конструкции отказались. Но затем деформация меди отмечалась и на роторах без алюминиевых седел, в том числе на генераторах с водородным охлаждением 50 и 100 МВт (рис. 1-8), вследствие высокого нагрева обмоток.

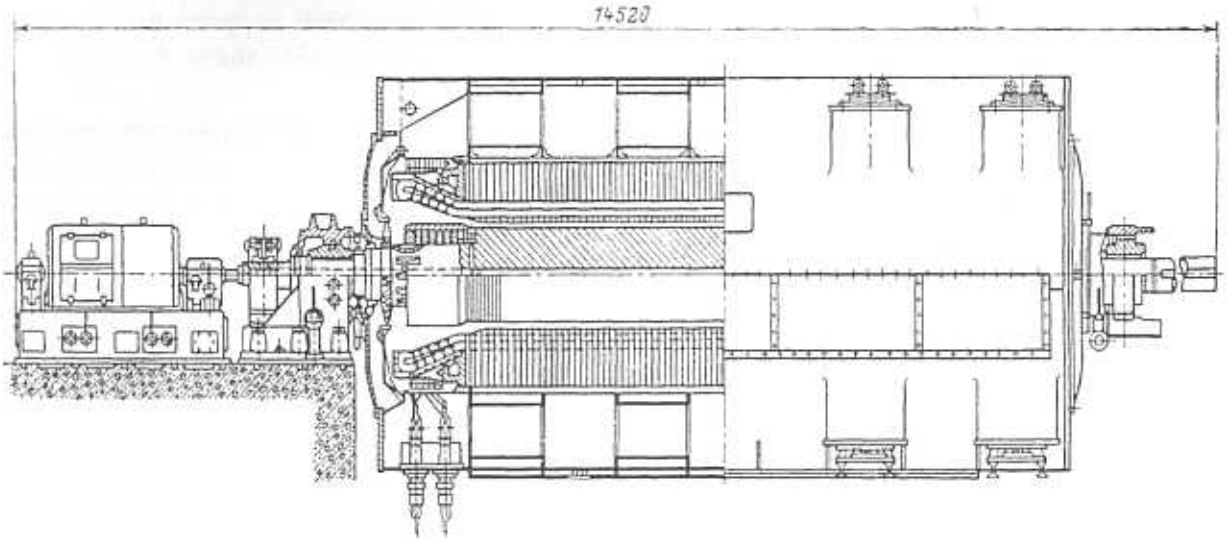


Рис. 1-22. Продольный разрез турбогенератора серии ТВ2-150-2 [2]

В дальнейшем, после увеличения давления водорода до 0,2 МПа, его преимущества были, в основном, исчерпаны.

Новым этапом дальнейшего увеличения мощности турбогенераторов явилось создание конструкций, в которых медь обмотки ротора непосредственно омывается водородом, что значительно повысило интенсивность охлаждения ротора.

Форсированное (непосредственное) охлаждение меди ротора водородом при сохранении косвенного водородного охлаждения обмотки статора было применено в следующей серии турбогенераторов завода «Электросила» – ТВФ.

Серия ТВФ

Форсированное охлаждение обмотки ротора турбогенераторов позволило увеличить единичную мощность до 200 МВт. В 1957–1958 гг. было изготовлено два турбогенератора мощностью 200 МВт – ТВФ-200-2.

Кроме того, выявилась возможность сокращения активных размеров турбогенераторов меньших мощностей примерно в 1,6 раза и, соответственно, снижения расхода активных и конструкционных металлов.

В табл. 1-5 приведены данные, характеризующие сокращение массы основных элементов конструкций для серий ТВ2 и ТВФ. Данные по серии ТВ2 приняты за 100%.

Таблица 1-5. Сравнение расхода активных материалов для серий ТВ2 и ТВФ [1]

Расход материала, %	ТВ2	ТВФ
Стали электротехнической	100	63
Меди обмоточной	100	83
Стали, ротора	100	60
Удельный	100	70

С 1959 г. начался выпуск турбогенераторов серии ТВФ мощностью 100 МВт ТВФ-100-2 взамен генераторов ТВ2-100-2 с косвенным охлаждением обмотки ротора. Обмотка статора с поверхностным охлаждением выполнялась на напряжение 10,5–11 кВ, что позволило увеличить (благодаря лучшему заполнению паза) линейные нагрузки статора более, чем на 50 %.

Общая масса турбогенератора ТВФ-100-2 уменьшена по сравнению с турбогенератором ТВ2-100-2 на 75 т (на 30 %).

Затем появились турбогенераторы ТВФ-60-2 и ТВФ-120-2 мощностью 60 и 120 МВт на напряжение 10,5 кВ. Эти генераторы выпускались не только заводом «Электросила», но и заводом «ЭЛСИБ» (табл. 1-6).

Турбогенераторы серии ТВФ при номинальной нагрузке и давлении водорода 0,2–0,3 МПа работали с запасом по нагреву обмотки статора.

Таблица 1-6. Основные данные турбогенераторов серии ТВФ (Электросила [1] и ЭЛСИБ)

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	Удельный расход материалов, кг/кВ·А
ТВФ-60-2	60/75	6,3	1,64
ТВФ-60-2	60/75	10,5	1,66
ТВФ-63-2	63/78,75	10,5	1,58
ТВФ-63-2	63/78,75	6,3	1,56
ТВФ-100-2	100/117,5	10,5	1,5
ТВФ-120-2	120/141,2	10,5	1,36

Основные конструктивные особенности турбогенераторов серии ТВФ [1–3]:

1. Вентиляция активных частей турбогенератора – нагнетательная, обеспечивается двумя вентиляторами, установленными на валу ротора.

2. Обмотка ротора охлаждается по принципу самовентиляции водородом (рис. 1-23, *а, б*), циркулирующим в пазовой части по многоструйной системе открытых U-образных каналов прямоугольного сечения, выполненных на боковых сторонах катушек (рис. 1-23, *в*); зоны входа и выхода газа в роторе согласованы со схемой вентиляции статора.

3. Газоохладители расположены в статоре продольно-горизонтально, а на турбогенераторе 200 МВт – вертикально.

4. Сердечник статора набран из холоднокатаной электротехнической стали, с вентиляционными радиальными каналами, с многоструйной схемой охлаждения (рис. 1-23, *а*) и нажимными кольцами из немагнитной стали.

5. Обмотка статора изолирована микалентной компаундированной изоляцией класса В; выводы обмотки сделаны с непосредственным охлаждением водородом; изоляция стержней обмотки статора турбогенератора ТВФ-120-2 –термореактивная типа «слюдотерм».

6. В пазах статора стержни закреплены клиньями, лобовые части закреплены шнуровыми бандажами на бандажных кольцах.

7. Изоляция обмотки ротора выполнена на основе стекла на эпоксидных лаках; витковая изоляция на всех прямолинейных участках выполнена из стеклотекстолита марки СТЭФ-Р, на углах – из миканита.

8. Медь роторной обмотки – с присадкой серебра, обеспечивающей повышенную прочность.

9. Бандажные кольца – двухпосадочные: на Z-образное эластичное центрирующее кольцо и на бочку ротора (во избежание подгаров – через промежуточные изолирующие прокладки).

10. Лобовые части обмотки ротора изолированы от бандажей и центрирующих колец стеклотекстолитовыми изоляционными деталями; охлаждаются потоком водорода, выбрасываемым в каналы большого зуба (рис. 1-23, *б*);

11. Вентиляционные отверстия ротора для забора и выброса газа выполнены в пазовых дюралюминиевых клиньях (рис. 1-23, *в*); для улучшения забора газа на поверхности бочки ротора зубцы имеют специальный профиль;

12. Уплотнения вала ротора – торцевого типа.

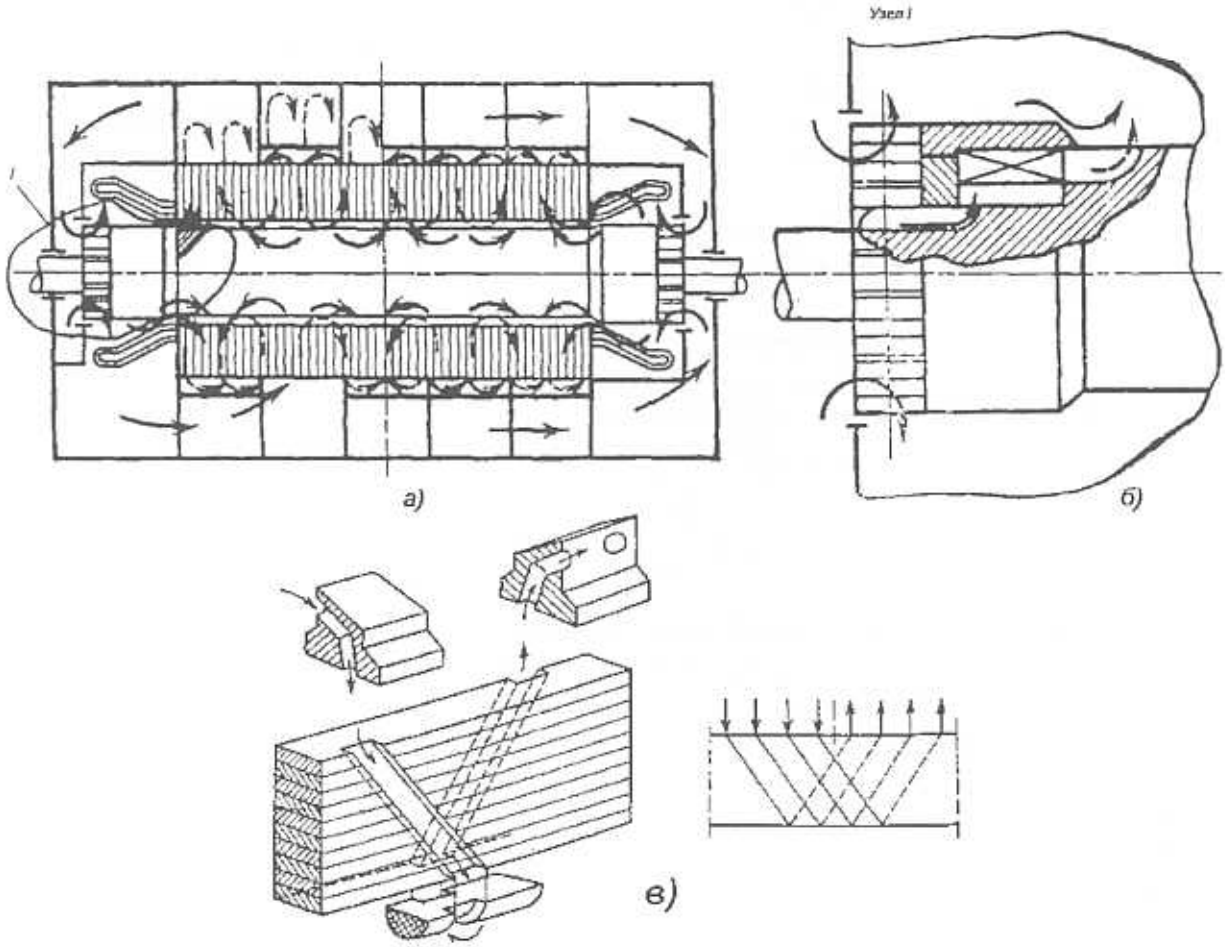


Рис. 1-23. Схема вентиляции турбогенератора серии ТВФ мощностью 100 МВт [1, 3]

В целях дальнейшего повышения мощности турбогенераторов наряду с непосредственным газовым охлаждением обмотки ротора начало внедряться непосредственное водяное охлаждение обмотки статора.

Применение дистиллята (конденсата) в качестве охлаждающей среды обмотки статора позволило резко повысить интенсивность охлаждения, что видно из данных, приведенных в табл. 1-7.

Благодаря этому оказалось возможным еще больше снизить расход активных и конструкционных материалов на единицу мощности, довести этот показатель до 1 кг/кВ·А в турбогенераторе 320 МВт.

Таблица 1-7. Сравнительные характеристики охлаждающих сред (по отношению к воздуху).

Параметры охлаждающей среды	Воздух	Водород при избыточном давлении 0,2 МПа	Дистиллированная вода	Трансформаторное масло
Объемная теплоемкость	1	3,0	3500	1400
Плотность	1	0,21	1000	848
Теплопроводность	1	7,1	23	5,3
Теплоотводящая способность	1	3,0	50	21

Серия ТВВ

После проведения экспериментальных работ и разработки технологии в 1958–1959 гг. заводом «Электросила» были выпущены турбогенераторы серии ТВВ, включающей

следующую шкалу мощностей (табл. 1-8): 165 МВт (1959 г.), 200 и 320 МВт (1960 г.), 500 МВт (1964 г.) и 800 МВт (1969 г.). Эта серия турбогенераторов отличается от предыдущих высокими технико-экономическими показателями. Использование активных материалов в этой серии в среднем в 2,2–2,3 раза выше, чем в турбогенераторах серии ТВ2.

Для уменьшения транспортной массы статор турбогенераторов 320 и 500 МВт выполнен разъемным, состоящим из трех частей. Сердечник с обмоткой расположен в центральной части, а в приставных торцевых частях статора вертикально расположены четыре газоохладителя.

Таблица 1-8. Основные данные турбогенераторов серии ТВВ [1]

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	Приведенная масса, кг/кВ·А	Удельный расход материалов, кг/кВ·А
ТВВ-165-2	165/194	18	1,08	1,03
ТВВ-320-2	320/376	20	0,99	0,93
ТВВ-500-2	500/589	20	-	0,66
Обозначения: Т – турбогенератор, ВВ – водородно-водяное охлаждение, первая цифра – мощность, МВт; вторая цифра 2 – двухполюсный.				

Расположение газоохладителей в статоре турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165, 200 – продольно-горизонтальное. Турбогенераторы ТВВ-320-2 имеют вертикальные газоохладители. Вентиляция – вытяжная (рис. 1-24 и 1-25), обеспечивается вентиляторами, расположенными по торцам ротора (рис. 1-28).

Сердечник статора в корпусе закреплен на эластичных подвесках (рис.1-13) во избежание передачи вибрации сердечника к корпусу статора.

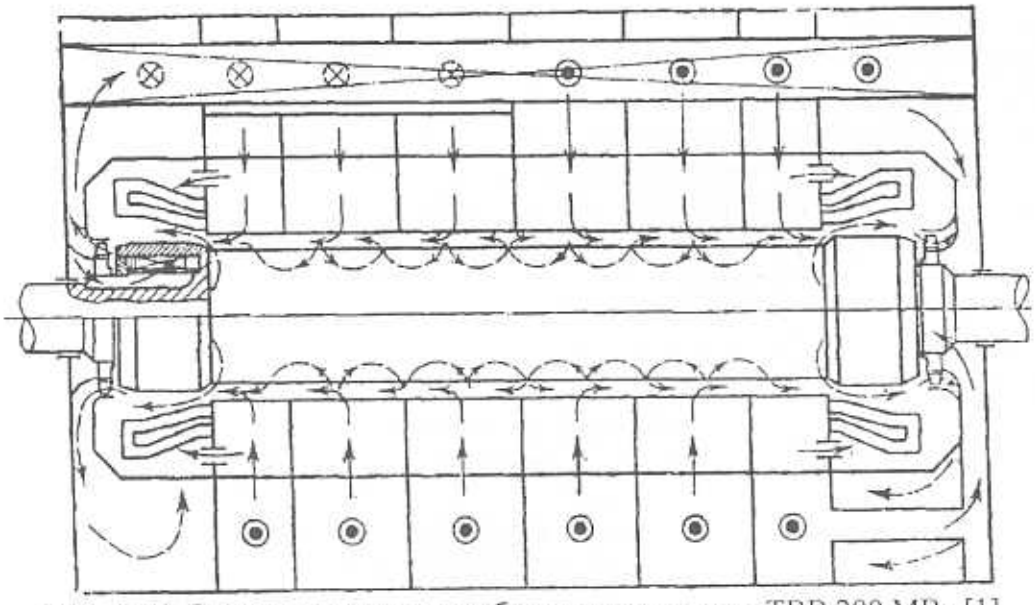


Рис. 1-24. Схема вентиляции турбогенератора серии ТВВ 200 МВт [1]

Изоляция обмотки статора турбогенераторов серии ТВВ ранних выпусков мощностью до 320 МВт – микалентная компаундированная; крепление обмотки в пазу осуществлялось клиньями, в лобовой части – шнуровыми бандажами к бандажным кольцам. В последующих турбогенераторах ТВВ всех мощностей применяется термореактивная изоляция на основе стеклослюдинитовой ленты («слюдотерм»). Это потребовало более жесткого крепления обмотки: в пазах стали устанавливаться боковые прокладки из волнистого (пружинящего) полупроводящего стеклотекстолита, пазовые клинья – составные встречные; между нижним стержнем и дном паза – прокладки из формующегося материала «препрег»; бандажировка лобовых частей к бандажным кольцам дополнена стеклотексто-

литовыми кронштейнами, внутренними и наружными кольцами, распорками, связанными в монолитную конструкцию при помощи заполняющих прокладок из материала «препрег».

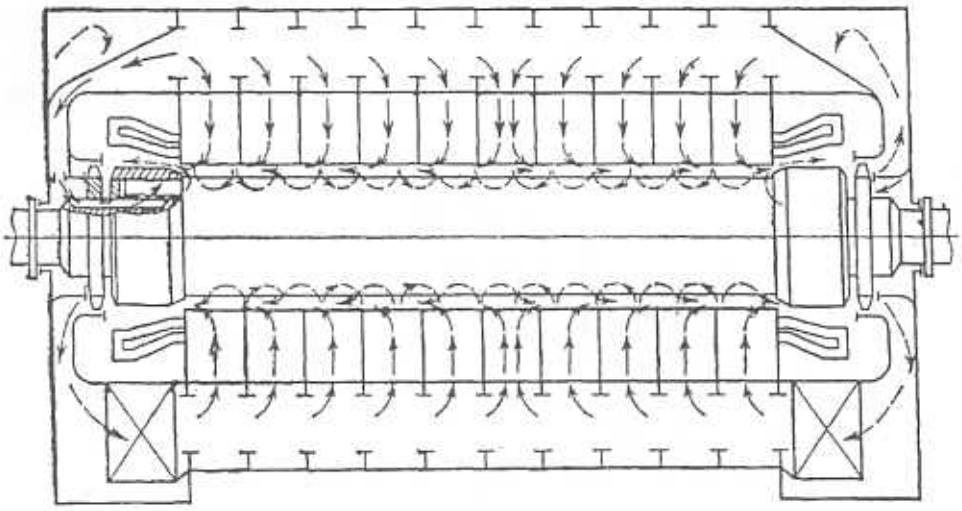


Рис. 1-25. Схема вентиляции турбогенератора серии ТВВ 320 МВт [1]

Стержни обмотки статора с конструкцией головок в лобовых частях, обеспечивающей их электрическое и водяное соединение, состоят из полых медных прямоугольных проводников-трубок, чередующихся со сплошными медными проводниками в стеклянной изоляции. Проводники транспонированы в пазовой части на 360° (540°). Схема охлаждения стержней турбогенераторов мощностью до 500 МВт предусматривает последовательную циркуляцию воды по гидравлической ветви, состоящей из двух стержней – верхнего и нижнего; подача воды во все гидравлические ветви, соединенные параллельно, и отвод воды осуществляются на стороне турбины. В более мощных турбогенераторах все стержни соединены по воде параллельно с подачей воды на стороне возбудителя и отводом – на стороне турбины. Внутри корпуса статора предусмотрены кольцевые сборные коллекторы из нержавеющих труб, установленные на изоляторах, для подачи и отвода воды в обмотку через изоляционные фторопластовые шланги. Соединительные шины внутри генератора и выводы также непосредственно охлаждаются водой последовательно с выводными стержнями.

Крепящие элементы в зоне лобовых частей, а также нажимная плита, экранирующая спинку сердечника от потоков рассеяния, выполнены из немагнитных материалов. Для снижения перегревов крайних пакетов статора непосредственно под нажимной плитой на нажимных пальцах установлен массивный медный кольцевой электрический экран, охлаждаемый радиальным потоком водорода.

Роторы генераторов мощностью 165 и 200 МВт выполнены с двухпосадочным бандажным узлом на бочку ротора через изоляционную стеклотекстолитовую прокладку и на Z-образное центрирующее кольцо эластичного типа. На роторах турбогенераторов ТВВ-320-2 и ТВВ-500-2 применены консольная однопосадочная конструкция бандажа и демпферная обмотка в виде двухслойной медной гребенки, укладываемой внахлест на подбандажную изоляцию, зубья которой располагаются в торцевых зонах ротора под концевыми пазовыми клиньями. Для роторов турбогенераторов мощностью до 320 МВт сечение паза ротора прямоугольное; для турбогенераторов 500 МВт – трапецеидальное, что позволило увеличить объем меди обмотки ротора примерно на 30%. Для выравнивания жесткости ротора по двум взаимно перпендикулярным осям выполнены поперечные канавки (канавки Лаффуна), которые равномерно распределены по длине бочки ротора.

Вентиляция ротора не согласована со схемой вентиляции статора, что несущественно при вытяжной системе вентиляции и сравнительно большом междужелезном про-

странстве. Охлаждение обмотки ротора непосредственное многоструйное, по схеме самовентиляции с забором и выбросом водорода в чередующихся по длине отсеках. В генераторах мощностью до 500 МВт U-образные полуоткрытые каналы выфрезерованы на боковых сторонах катушек, аналогично роторам серии ТВФ (рис. 1-23, *в* и 1-30, *б*). У генераторов 800 МВт каналы находятся внутри (рис. 1-30, *в*). Для турбогенераторов ранних выпусков мощностью до 320 МВт применялась одноструйная вентиляция лобовых частей, когда поток водорода проходит по внутренним каналам лобовых частей и выбрасывается в зазор в зоне бандажных колец. Для турбогенераторов более поздних выпусков этой же мощности, а также для турбогенераторов мощностью 500 МВт и выше, в целях снижения и выравнивания температуры, применена двухструйная система вентиляции. Водород входит в углы витков и разветвляется на два потока: один идет в осевом направлении и выбрасывается в зазор через отверстия в концевых пазовых клиньях; другой попадает через отверстия витков в подбандажное пространство и выбрасывается в зазор через каналы в большом зубе.

Катушки ротора изготовлены из полувитков. Для обеспечения требуемых прочностных характеристик используется твердотянутая медь с присадкой серебра. Аналогично серии ТВФ обмотка ротора изолируется от корпуса стеклотекстолитовыми гильзами, а витковая изоляция выполняется из стеклотканевых прокладок, приклеенных к одной стороне витка.

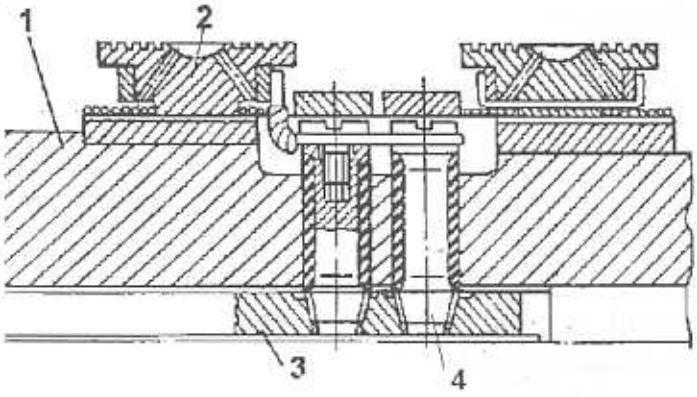


Рис. 1-26. Соединение контактных колец с токоподводами [3]

Контактные кольца установлены на валу (1, рис. 1-26) за подшипником со стороны возбудителя. Они посажены на общую промежуточную изолированную стальную втулку. Для лучшего токораспределения между щетками на наружной поверхности контактных колец ротора проточены винтовые каналы. На турбогенераторах 300 и 500 МВт применена принудительная вентиляция контактных колец центробежными вентиляторами. Контактные кольца (2) соединяются с изолированными токоподводами (3), расположенными в центральном отверстии вала (1), при помощи изолированных болтов (4), снабженных уплотнителями для обеспечения герметичности.

Соединение токоподводов (3), расположенных в центральном отверстии вала, с катушками обмотки ротора производится, как показано на рис. 1-27, также изолированными болтами (2) и изолированными токоподводящими шинами (1).

Вал ротора генераторов ТВВ мощностью до 500 МВт снабжен уплотнениями торцевого типа, корпуса которых жестко соединены с торцевым щитом статора. Турбогенераторы ТВВ-220-2, ТВВ-320-2 и ТВВ-500-2 имеют двухпоточные (двухкамерные) торцевые уплотнения. Позднее все они стали выпускаться с кольцевыми уплотнениями (раздел 7).

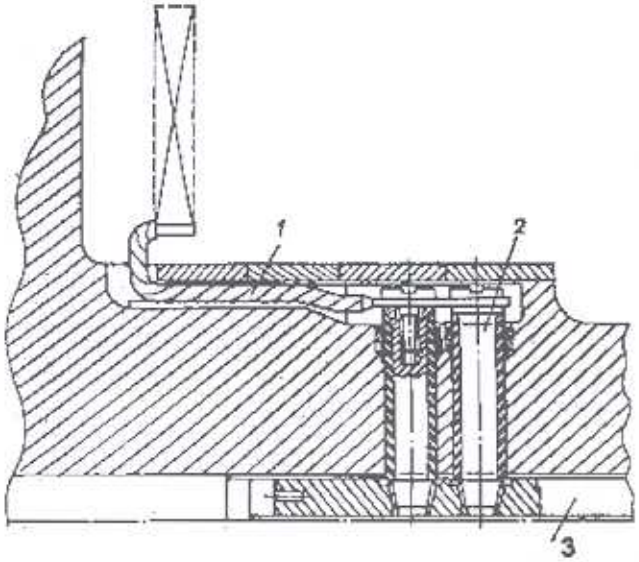


Рис. 1-27. Соединение токоподводов с катушками ротора [3]

В табл. 1-9 приведены данные, характеризующие сокращение массы основных элементов конструкции турбогенераторов серии ТВВ по сравнению с серией ТВФ. Данные по серии ТВФ приняты за 100%. Видно, что эффективность использования материалов серии ТВВ выше, чем у серии ТВФ, особенно по расходу обмоточной меди вследствие применения водяного охлаждения обмотки статора и увеличения в ней удельных электрических нагрузок. Благодаря непосредственному охлаждению габариты турбогенератора ТВВ-320-2 (рис. 1-28) соответствуют габаритам турбогенераторов ТВ2-150-2.

Таблица 1-9. Сравнительные данные использования активных материалов в турбогенераторах серий ТВФ и ТВВ (%) [1]

Расход материала	ТВФ	ТВВ
Стали электротехнической	100	89
Меди обмоточной	100	72,4
Поковки ротора	100	75
Удельный	100	88,7

Описанные принципы водородно-водяного охлаждения серии ТВВ использованы в турбогенераторах ТВВ-800-2 мощностью 800 МВт и ТВВ-1200-2 мощностью 1200 МВт. Эти генераторы снабжены кольцевыми масляными уплотнениями вала.

Наиболее мощным турбогенератором серии ТВВ является турбогенератор ТВВ-1200-2 мощностью 1200 МВт с бесщеточной системой возбуждения. В нем усилено охлаждение торцевых зон сердечника. Усилено также охлаждение лобовых частей ротора, для чего выполнены параллельные потоки водорода и непосредственно за центрирующим кольцом установлены дополнительные центробежные вентиляторы. Для уменьшения объема тока в пазу статора турбогенераторы типа ТВВ-1200-2 имеют шестифазную обмотку статора (из двух трехфазных обмоток, сдвинутых на 30° одна относительно другой).

Единая серия турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением

Совершенствование основных конструкторских решений, заложенных ранее в турбогенераторы серий ТВФ и ТВВ, разработанных и освоенных заводом «Электросила», привело к созданию единой серии двухполюсных турбогенераторов с водородным охлаждением ротора и сердечника статора и водородным или водяным охлаждением обмотки статора. Первый турбогенератор единой серии ТВВ-160-2Е был выпущен в 1980 г. заводом «Электросила». В 1982 г. Лысьвенский турбогенераторный завод (ЛТГЗ) выпускает турбогенератор ТВФ-63-2Е, а «Сибэлектротяжмаш»в том же году – генератор ТВФ-110-2Е. В 1984 г. «Электросила» выпустила турбогенератор ТВВ-800-2Е, а в 1986–1988 гг. освоен выпуск турбогенераторов 220, 320 (350) и 500 МВт единой серии.

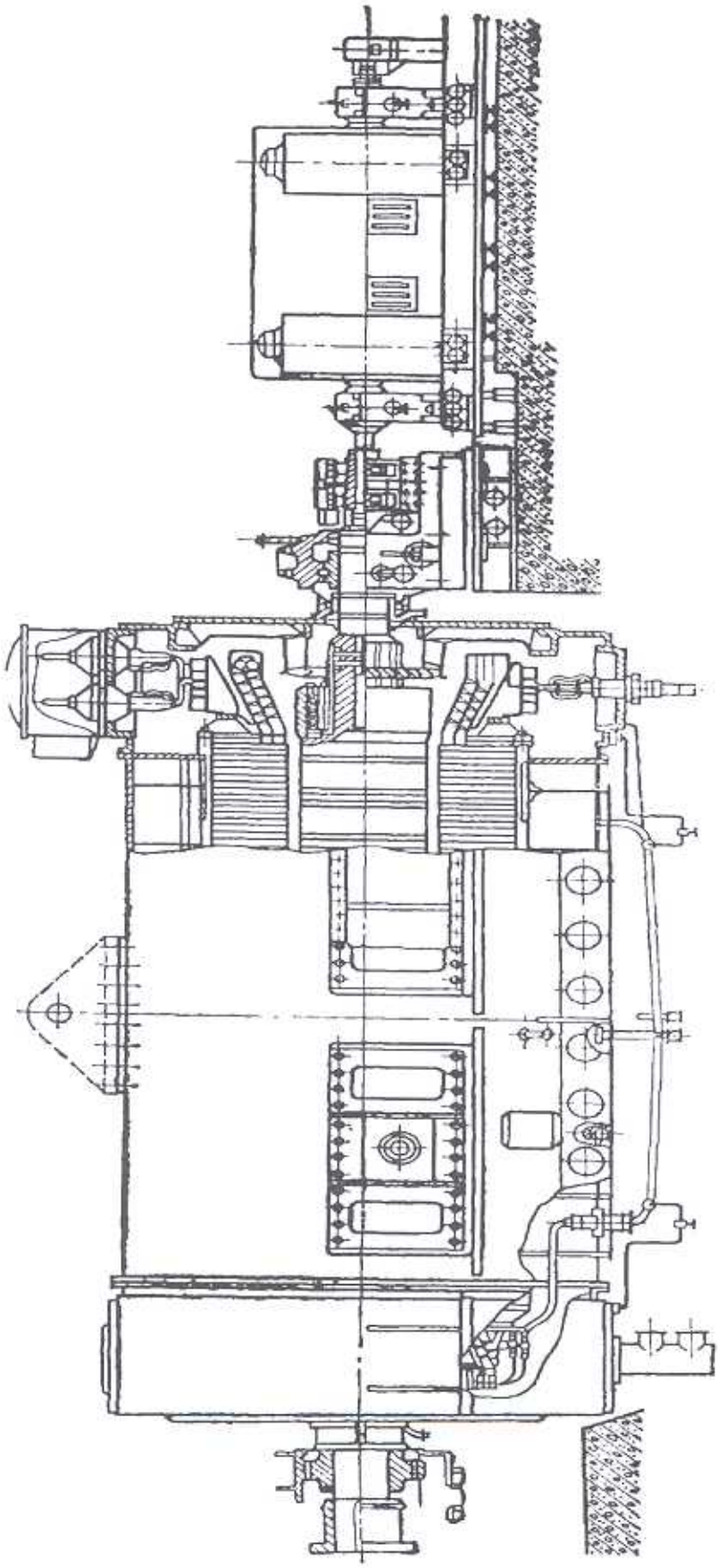


Рис. 1-28. Продольный разрез турбогенератора серии ТВВ мощностью 320 МВт [2]

Основные концепции, принятые при разработке единой серии [6, 7]:

1. Косвенное водородное охлаждение обмотки статора турбогенераторов 63 и 110 МВт. Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора машин большей мощности (на рис. 1-29 – гидравлическая схема, совмещенная с электрической схемой обмотки статора).

Для турбогенераторов мощностью до 500 МВт осуществляется параллельное распределение дистиллята по гидравлическим ветвям, каждая из которых состоит из верхнего и нижнего стержней (сливной и напорный коллекторы находятся на стороне турбины). В генераторах мощностью 800 МВт и выше – параллельное распределение дистиллята по всем стержням, верхним и нижним (напорный коллектор находится со стороны возбудителя, сливной – со стороны турбины).

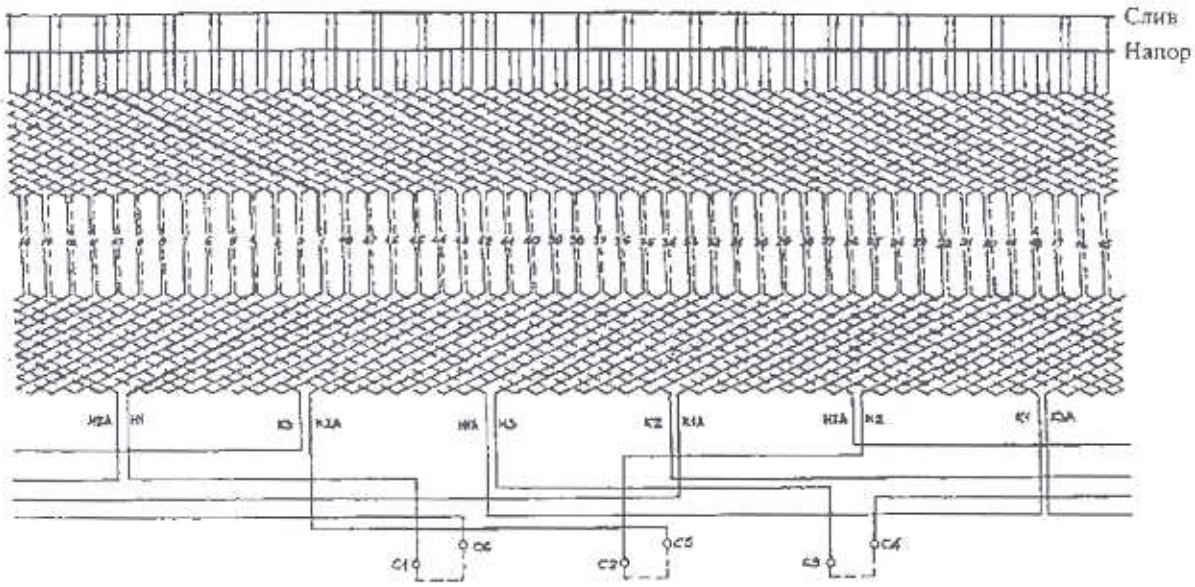


Рис. 1-29. Схема охлаждения обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-160-2Е [6]

2. Непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора выполняется по схеме самовентиляции (рис. 1-30, *а*) с забором холодного газа из зазора и выбросом нагретого газа в зазор; отсеки входа и выхода газа чередуются по длине. Вместо прежних открытых каналов (рис. 1-30, *б*) на боковых сторонах катушек применяются внутренние охлаждающие каналы (рис. 1-30, *в*).

3. Развитая демпферная система ротора.

4. Термореактивная изоляция обмотки статора («слюдотерм»).

5. Выносные подшипники стоякового типа.

6. Газонепроницаемый корпус, заполненный водородом, со встроенными газоохладителями. Вентиляторы находятся на валу ротора. Многоструйная схема вентиляции для турбогенераторов мощностью 63–110 МВт (рис. 1-31); радиально-тангенциальная система вентиляции (рис. 1-32) для турбогенераторов мощностью 160 МВт и выше.

7. Усиленная вентиляция лобовых частей ротора благодаря наличию параллельных ветвей охлаждения, что уменьшает длину охлаждаемых участков витков (рис. 1-33) – аналогично роторам турбогенераторов серии ТВВ (800 и 1000 МВт).

8. Однопосадочный бандажный узел ротора с креплением бандажа на бочке гайкой и развитой демпферной системой под бандажом.

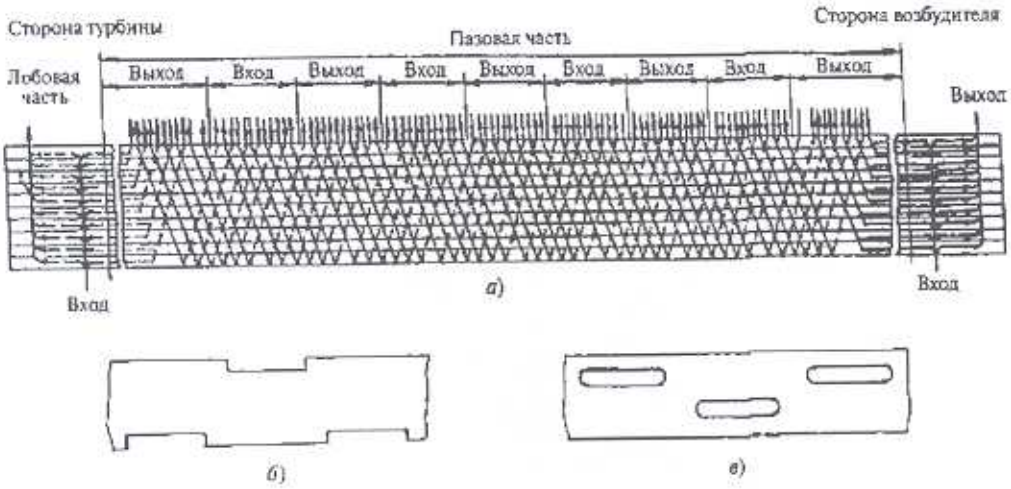


Рис. 1-30. Схема водородного охлаждения обмотки ротора турбогенератора ТВВ и единой серии:

а – схема газовых потоков, *б* – открытые каналы на боковых сторонах витка, *в* – закрытые диагональные каналы в меди [6]

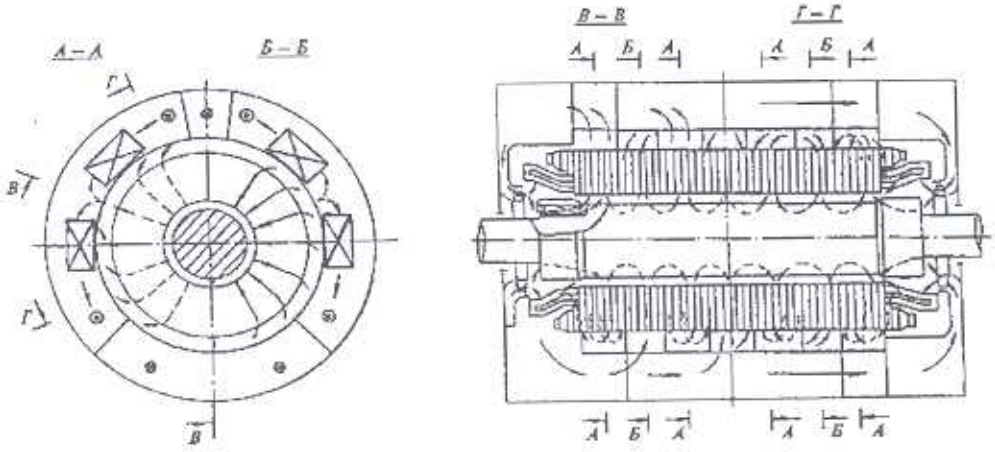


Рис.1-31. Схема вентиляции турбогенератора типа ТВФ-110-2Е [6]

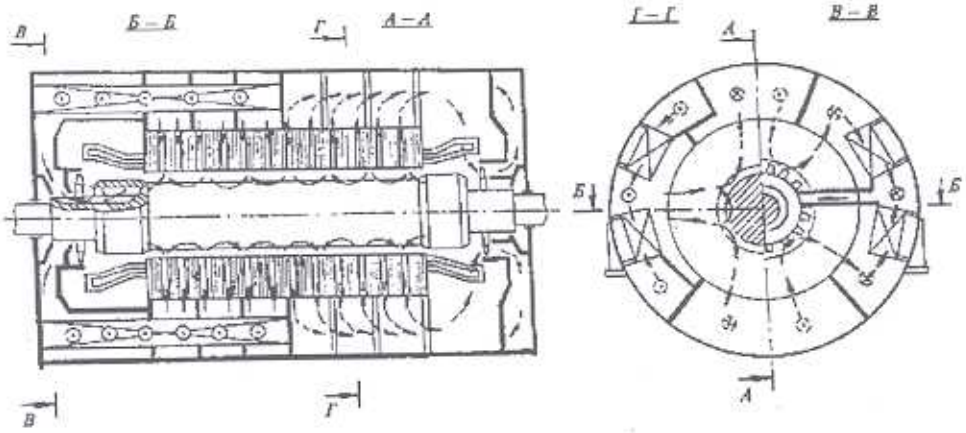


Рис. 1-32. Схема вентиляции турбогенератора типа ТВВ-160-2Е [6]

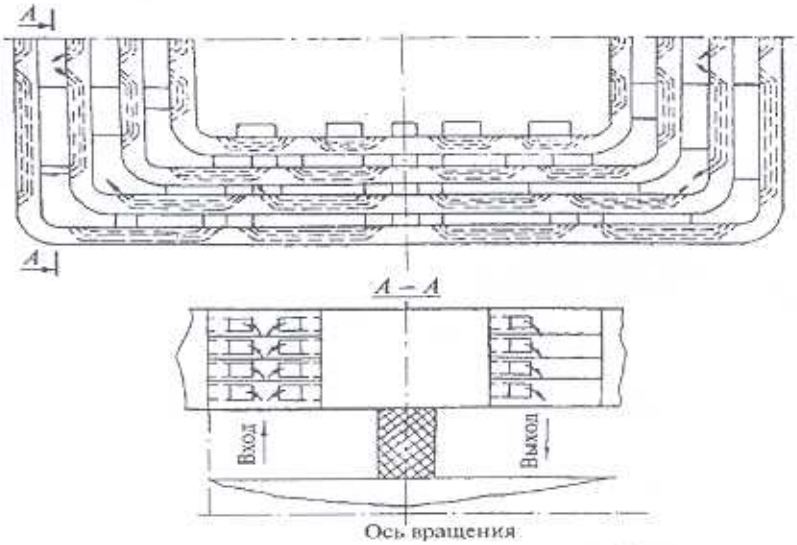


Рис. 1-33. Схема вентиляции лобовых частей обмоток роторов турбогенераторов единой серии ТВВ (с параллельными потоками водорода) [6]

9. Дополнительное снижение температуры обмотки ротора осуществляется благодаря установке в воздушном зазоре между ротором и статором вентиляционных барьеров различной формы, препятствующих закручиванию в нем газа. На рис. 1-34 показаны схематически поперечные барьеры (*а*, генератор ТВВ-500-2) и комбинация продольно-поперечных барьеров (*б*, генератор ТВВ-1000-2).

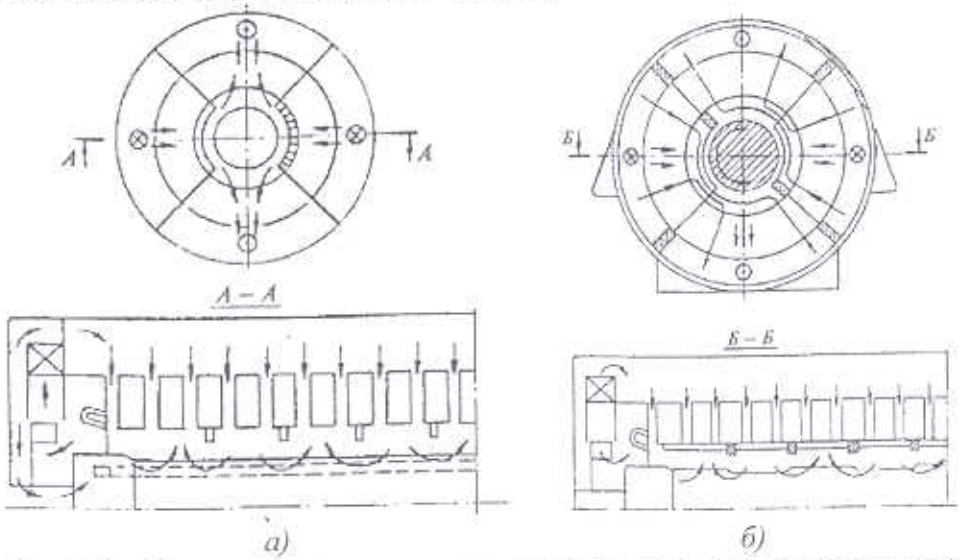


Рис. 1-34. Барьеры в зазоре: поперечные (*а*), продольно-поперечные (*б*) [6]

10. Масляные уплотнения вала кольцевого типа (рис. 1-35).

11. Жесткое монолитное крепление лобовых частей (рис. 1-36) осуществляется с помощью формующихся материалов, эпоксидных клеев, самоусаживающихся шнуров, массивных стеклотекстолитовых бандажных колец, стеклотекстолитовых кронштейнов и планок, стянутых шпильками – для стабильности вибрационных характеристик. Плотное крепление стержней обмотки в пазах сердечника обеспечивается при помощи встречных пазовых клиньев и боковых гофрированных прокладок.

12. Жесткое крепление сердечника в корпусе применяется для турбогенераторов 63 и 110 МВт, а для машин большей мощности – эластичное присоединение сердечника к корпусу при помощи продольных стяжных ребер-клиньев с прорезями (*б*, рис. 1-36). В торцевой зоне сердечника устанавливаются запеченные крайние пакеты, медные экраны и магнитные шунты.

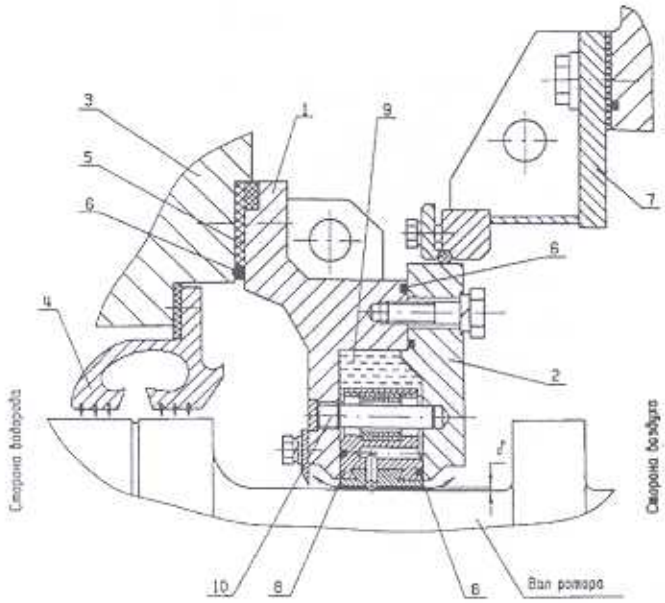


Рис. 1-35. Однопоточное масляное уплотнение вала кольцевого типа турбогенератора серии ТВВ и единой серии ТВВ [8]

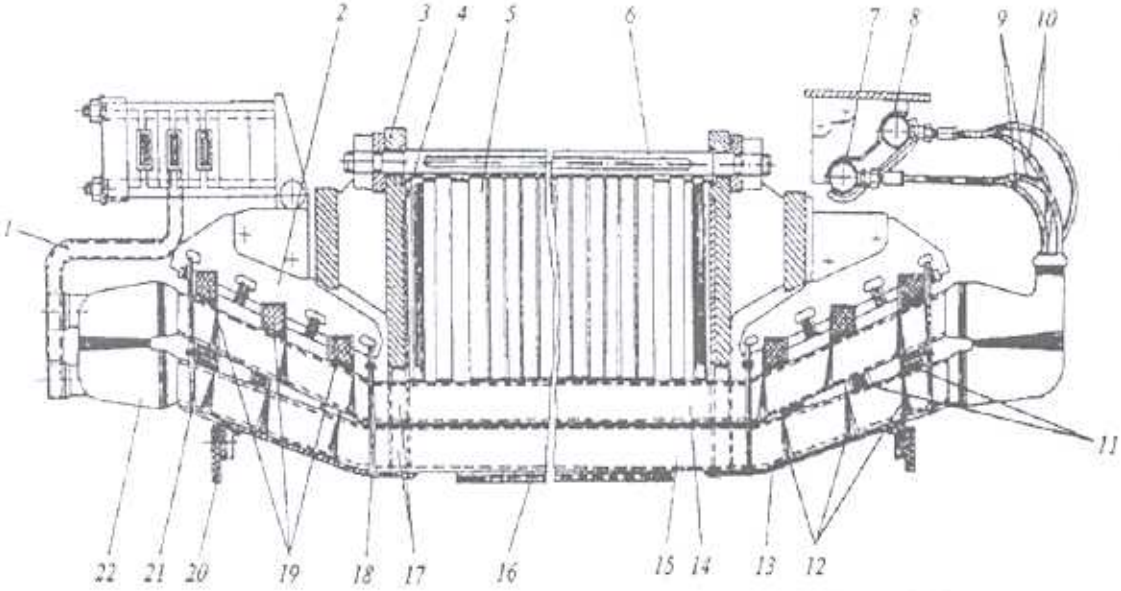


Рис. 1-36. Статор турбогенератора типа ТВВ-160-2Е [6]:
1 – шины соединительные и выводные, 2 – кронштейн крепления лобовых частей обмотки статора, 3 – плита нажимная немагнитная, 4 – немагнитный (медный) экран, 5 – активная сталь статора, 6 – стяжное ребро-клин с элементом эластичной подвески сердечника в корпусе, 7 – напорный коллектор, 8 – сливной коллектор, 9 – фторопластовые напорные шланги, 10 – фторопластовые сливные шланги, 11 – дистанционные прокладки между слоями обмотки статора, 12 – бандажировка из лавсанового шнура, 13 – стеклотекстолитовые защитные сегменты, 14 – нижний стержень обмотки, 15 – верхний стержень обмотки, 16 – пазовые клинья, 17 – распорки и клинья крепления стержней на выходе из паза, 18 и 21 – шнуровые бандажи (шнур самоусаживающийся), 19 – стеклотекстолитовые бандажные кольца для крепления обмотки, 20 – закрытие воздушного зазора, 22 – изоляционная коробка головки обмотки

В результате усовершенствования турбогенераторы единой серии имеют повышенные технические характеристики при уменьшенных габаритах [7], в том числе:

- допускают 10000 отключений от сети, но не более 330 в год (по сравнению с ранее допустимыми 120 остановами в год);
- могут работать в режимах с недовозбуждением при номинальной активной мощности, с коэффициентом мощности от 1,0 до 0,95;
- уровень шума уменьшен до (90 + 3) дБ;
- средний срок службы увеличен с 25 до 30 лет;
- коэффициент готовности увеличен с 0,99 до 0,995;
- наработка на отказ увеличена с 12 000 до 18 000 ч;
- длительность периода между капитальными ремонтами увеличена до 5 лет;
- удельные расходы материалов уменьшены на 15–20 %.

Турбогенераторы 1000 МВт для атомных станций

Для атомных электростанций заводом «Электросила» были созданы турбогенераторы мощностью 1000 МВт серии ТВВ с водородно-водяным охлаждением в четырехполюсном исполнении на 1500 об/мин (ТВВ-1000-4У3, выпуск с 1982 г.) и двухполюсном исполнении на 3000 об/мин (ТВВ-1000-2У3, выпуск с 1986 г.). При создании этих машин был учтен опыт эксплуатации генераторов 800 и 1200 МВт: усовершенствована торцевая зона (запеченные крайние пакеты, медные экраны и магнитные шунты, глубокий скос зубцов торцевых пакетов и глубокие радиальные шлицы, заполненные эпоксидной замазкой, интенсивное охлаждение); усилено крепление обмотки статора в пазах и лобовых частях, усовершенствовано охлаждение обмотки ротора (многоструйное охлаждение лобовых частей (рис. 1-33), в четырехполюсных турбогенераторах применены два аксиальных барьера в зазоре (рис. 1-34, *а*), а в двухполюсных – еще добавлены поперечные сегментные перегородки (рис. 1-34, *б*); повышена теплостойкость торцов ротора (усовершенствована демпферная система).

Особенности 4-хполюсного генератора: равножесткий ротор по двум взаимно перпендикулярным осям, уменьшенный вдвое шаг обмотки статора, жесткое крепление сердечника к корпусу статора благодаря сниженной в 4-5 раз вибрации сердечника. Эти машины снабжены бесщеточной системой возбуждения, включающей бесщеточные возбудители, состоящие из генераторов обращенного типа с приводом от ротора турбогенератора, вращающиеся выпрямители и системы управления и регулирования тока возбуждения. Ток возбуждения подается в обмотку ротора от якоря возбудителя через вращающийся выпрямитель по токоподводам в центральных отверстиях якоря и ротора. Электрическое соединение токоведущих шин расположено внутри жесткой полумуфты, соединяющей валы якоря и ротора. Турбогенератор типа ТВВ-1000-4У3 имеет один возбудитель, турбогенератор типа ТВВ-1000-2У3 –два возбудителя, соединенные последовательно с валом ротора, как показано на рис. 1-37.

Опыт эксплуатации первых выпусков генератора типа ТВВ-1000-2У3 выявил неблагоприятные вибродинамические характеристики статора (обмотка и система охлаждения), что приводило к частым отказам.

Для устранения этих недостатков проведена модернизация статора в следующем объеме:

- крепление лобовых частей статорной обмотки выполнено более жестким с помощью стеклотекстолитовых колец конической формы, эпоксидной замазки, стяжек торцевых зон сердечника и пружин (аналогично турбогенераторам серии ТЗВ, рис. 1-46);
- коллекторы подвода и слива воды закреплены на эластичной подвеске (рис. 1-38);
- обеспечено более интенсивное охлаждение торцевых зон.

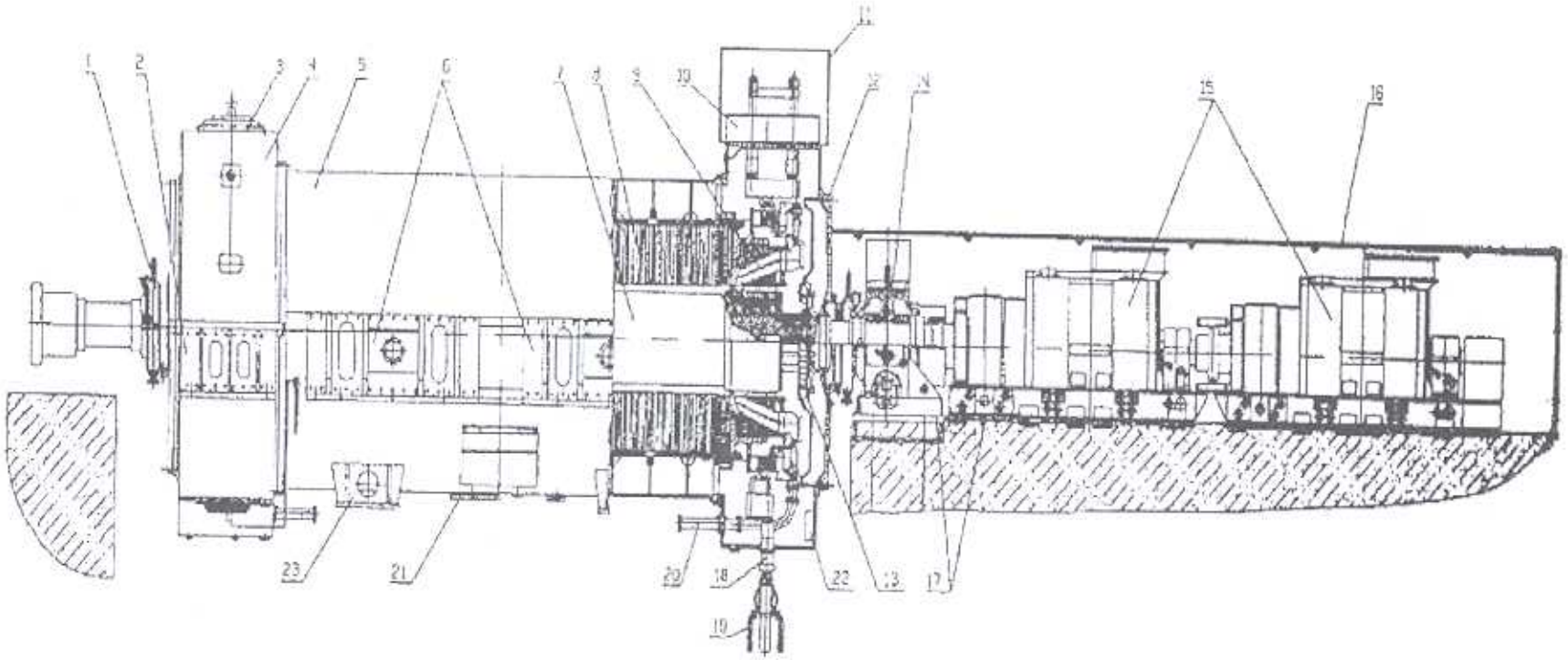


Рис. 1-37. Общий вид турбогенератора ТВВ-1000-2У3 [9]

1 – масляное уплотнение вала, 2 – съемная рым-лапа концевой части корпуса статора, 3 – газоохладитель, 4 – корпус статора, концевая часть, 5 – корпус статора, центральная часть, 6 – съемная рым-лапа центральной части корпуса, 7 – ротор, 8 – сердечник статора, 9 – обмотка, 10 – вывода и трансформаторы нейтрали, 11 – кожух нейтральных выводов, 12 – наружный щит, 13 – щит вентилятора, 14 – подшипник, 15 – возбудитель, 16 – шумозащитный кожух, 17 – фундаментные плиты, 18 – линейные вывода, 19 – гибкие перемычки линейных выводов, 20 – водоподвод к обмотке, 21 – крышка люка, 22 – электронагреватели, 23 – постоянная опорная лапа.

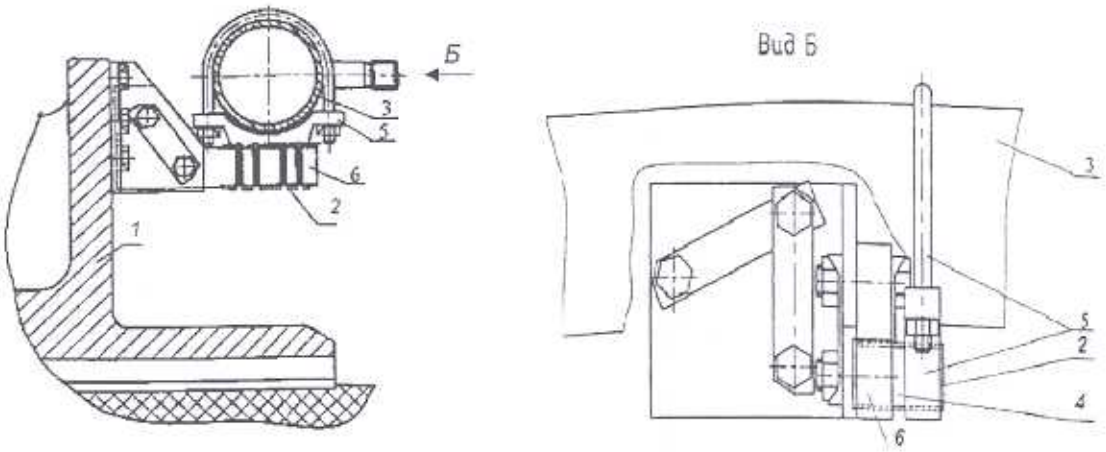


Рис. 1-38. Эластичное крепление коллектора водоподвода статора [10]
1 – нажимное кольцо сердечника, 2 – лавсановый шнур, 3 – водяной коллектор, 4 – резиновая пластина, 5 – хомут, 6 – кронштейн.

Выполнена также модернизация ротора с учетом новых разработок: изменена конструкция межкатушечных перемычек с пайкой их серебряным припоем, усилена межвитковая и межкатушечная изоляция в лобовых частях, бандажные кольца заменены на коррозионностойкие с закреплением на бочке ротора с помощью кольцевых шпонок, без стопорных гаек.

Серия ТГВ

После выпуска ряда турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением (ТГВ-25 и ТВС-30) харьковский завод «Электротяжмаш» перешел к созданию турбогенераторов серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водородом.

Охлаждение обмотки ротора в этих генераторах осуществляется по двусторонней схеме непосредственного охлаждения проводников. Водород нагнетается в зону лобовых частей, откуда через боковые отверстия в витках поступает во внутренние каналы проводников, проходит до середины ротора и по радиальным каналам выбрасывается в зазор машины. Обмотка статора охлаждается потоком водорода, проходящим по немагнитным стальным трубкам прямоугольного сечения, расположенным между двумя вертикальными рядами медных элементарных проводников в сечении стержней.

Последовательно в 1957, 1959, 1961 гг. по указанной схеме охлаждения были выпущены турбогенераторы мощностью 200 и 300 МВт, а в 1965 г. изготовлен первый турбогенератор мощностью 500 МВт типа ТГВ-500 с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водой, с частотой вращения 3000 об/мин. В 1969 г. сдан в эксплуатацию турбогенератор мощностью 200 МВт типа ТГВ-200М с непосредственным охлаждением обмотки статора водой, а обмотки ротора – водородом (табл. 1-10).

Таблица 1-10. Основные данные турбогенераторов ТГВ

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	Приведенная масса, кг/кВ·А	Удельный расход материалов, кг/кВ·А
ТГВ-200	200/235	15,75	-	1,31
ТГВ-200М	200/235	15,75	1,09	0,99
ТГВ-300	300/353	20	1,05	0,99
ТГВ-500	500/588	20	-	0,59

Обозначения: ТГ – турбогенератор, В – водородное охлаждение, первая цифра-мощность, МВт, М – модернизированный.

Конструктивно турбогенераторы завода «Электротяжмаш» значительно отличаются от турбогенераторов завода «Электросила».

Турбогенераторы мощностью 200 и 300 МВт выполнены в однокорпусном исполнении со встроенными в щиты подшипниками. Вентиляция турбогенераторов выполнена по замкнутому циклу с охлаждением газа в двух вертикальных газоохладителях, встроенных в корпус турбогенератора со стороны турбины (ТГВ-200, ТГВ-200М, рис. 1-39), и в трех газоохладителях, расположенных под турбогенератором (ТГВ-300, рис. 1-40).

Радиально-аксиальная циркуляция газа в системе охлаждения турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М обеспечивается при помощи высоконапорного компрессора, размещенного со стороны возбудителя (В), параллельными аксиальными путями: из отсека высокого давления через стержни обмотки статора (только для ТГВ-200) и через обмотку ротора (с обеих сторон генератора). Зазор между ротором и статором отделен от зоны высокого давления уплотнением, закрепленным в торце статора (рис.1-39).

Осевой вентилятор, расположенный со стороны турбины (Т), направляет нагретый газ из междужелезного пространства в газоохладители. Охлажденный газ поступает через полость между оболочкой статора и спинкой сердечника в его радиальные вентиляционные каналы, выходя затем по всей длине машины в междужелезное пространство; туда же выбрасывается нагретый газ из каналов обмотки ротора. Другая струя газа после газоохладителей направляется в компрессор.

Аксиальная циркуляция газа в системе охлаждения турбогенератора ТГВ-300 (рис. 1-40) также обеспечивается компрессором (К) высокого давления. Корпус статора двойной: внутренний с расположенным в нем сердечником связан с наружным корпусом плоскими пружинами (рис.1-12). Статор с торцов закрыт щитами с разъемом в горизонтальной плоскости. Щиты турбогенератора ТГВ-300 со стороны турбины охлаждаются водой.

Пакеты сердечника статора турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М разделены распорками, образующими радиальные вентиляционные каналы, а у турбогенератора ТГВ-300 – сплошными стеклотекстолитовыми прокладками (только аксиальные вентиляционные каналы).

На рис. 1-41 показан турбогенератор серии ТГВ мощностью 300 МВт с непосредственным водородным охлаждением обмотки статора и ротора. Роторы турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 первых выпусков имеют 40 обмотанных пазов, а последующих выпусков, в том числе ТГВ-200М, – 36.

Стержни обмотки статора турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 состоят из двух рядов элементарных проводников и тонкостенных вентиляционных трубок из немагнитной стали, изолированных стеклолентой. На концы стержней надеты газонаправляющие колпаки из кремнийорганической резины, служащие одновременно изоляцией головок обмотки. Стержни охлаждаются непосредственно водородом, поступающим в вентиляционные трубки стержней со стороны возбудителя и выходящим со стороны турбины.

Изоляция обмотки статора генераторов ТГВ-200 микалентная, компаундированная, а генераторов ТГВ-200М и ТГВ-300 – термореактивная, типа ВЭС-2.

Стержни обмотки статора турбогенератора ТГВ-200М охлаждаются водой, для чего головки стержней соединены фторопластовыми шлангами с коллекторами, расположенными по торцам статора: напорный коллектор – со стороны турбины; сливной – со стороны контактных колец.

Соединительные и выводные шины охлаждаются водородом по специально выфрезерованным в меди каналам (ТГВ-200 и ТГВ-300) или водой (ТГВ-200М).

На большом зубе бочки ротора имеются продольные пазы для выравнивания жесткости вала ротора. В роторах турбогенераторов ТГВ-300 эти пазы используются также для выброса в междужелезный зазор горячего газа, охлаждавшего лобовые части обмотки. Продольные пазы большого зуба заполняются вставками и заклиниваются стальными клиньями.

Охлаждение обмотки ротора турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-200М и ТГВ-300 – непосредственное газовое. Водород циркулирует через аксиальные каналы, образованные соседними проводниками корытообразной формы.

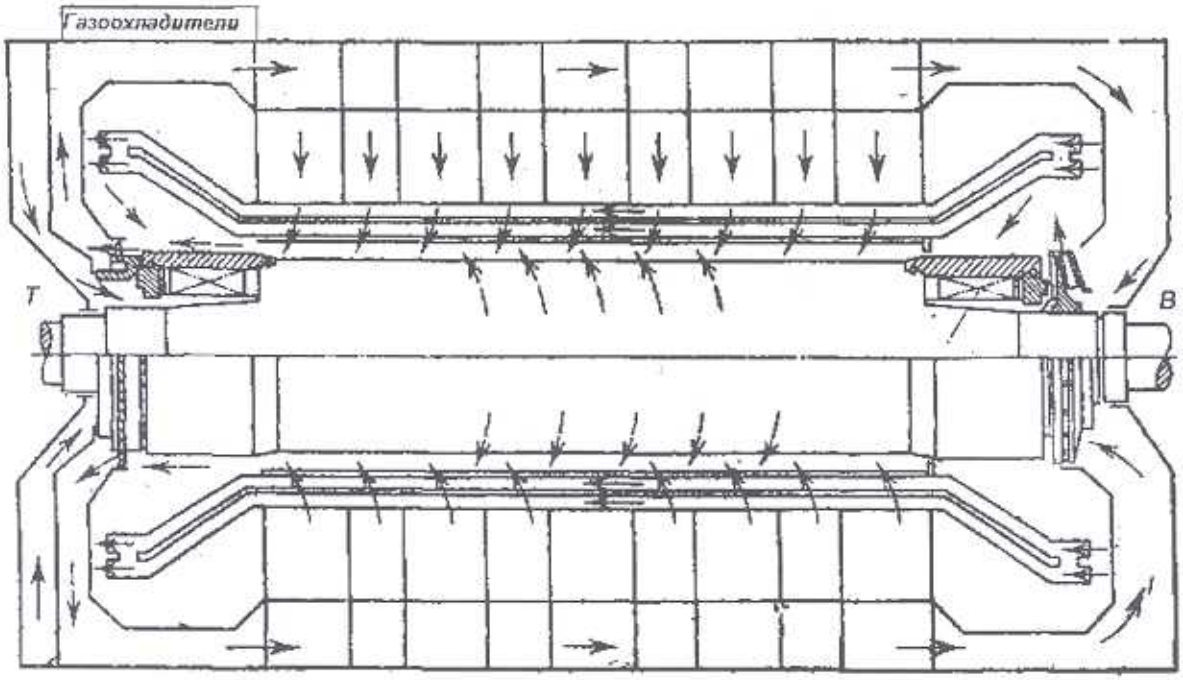


Рис. 1-39. Схема вентиляции турбогенератора серии ТГВ мощностью 200 МВт [1]

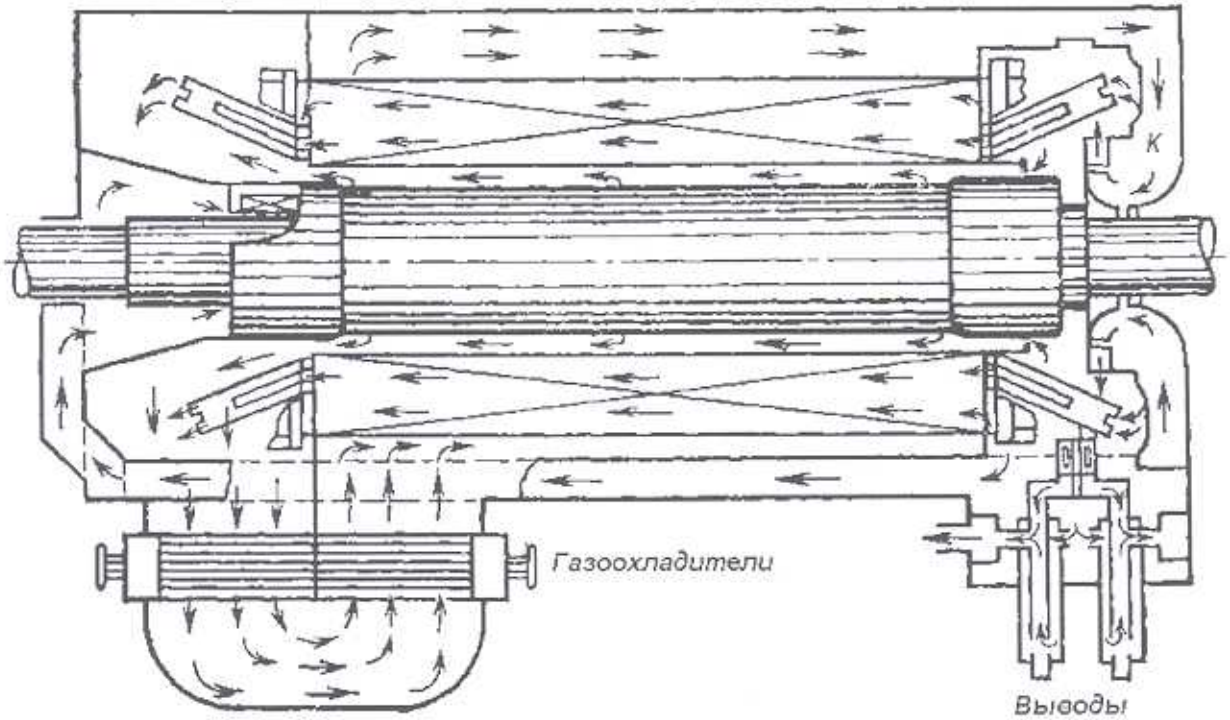


Рис. 1-40. Схема вентиляции турбогенератора серии ТГВ мощностью 300 МВт [1]

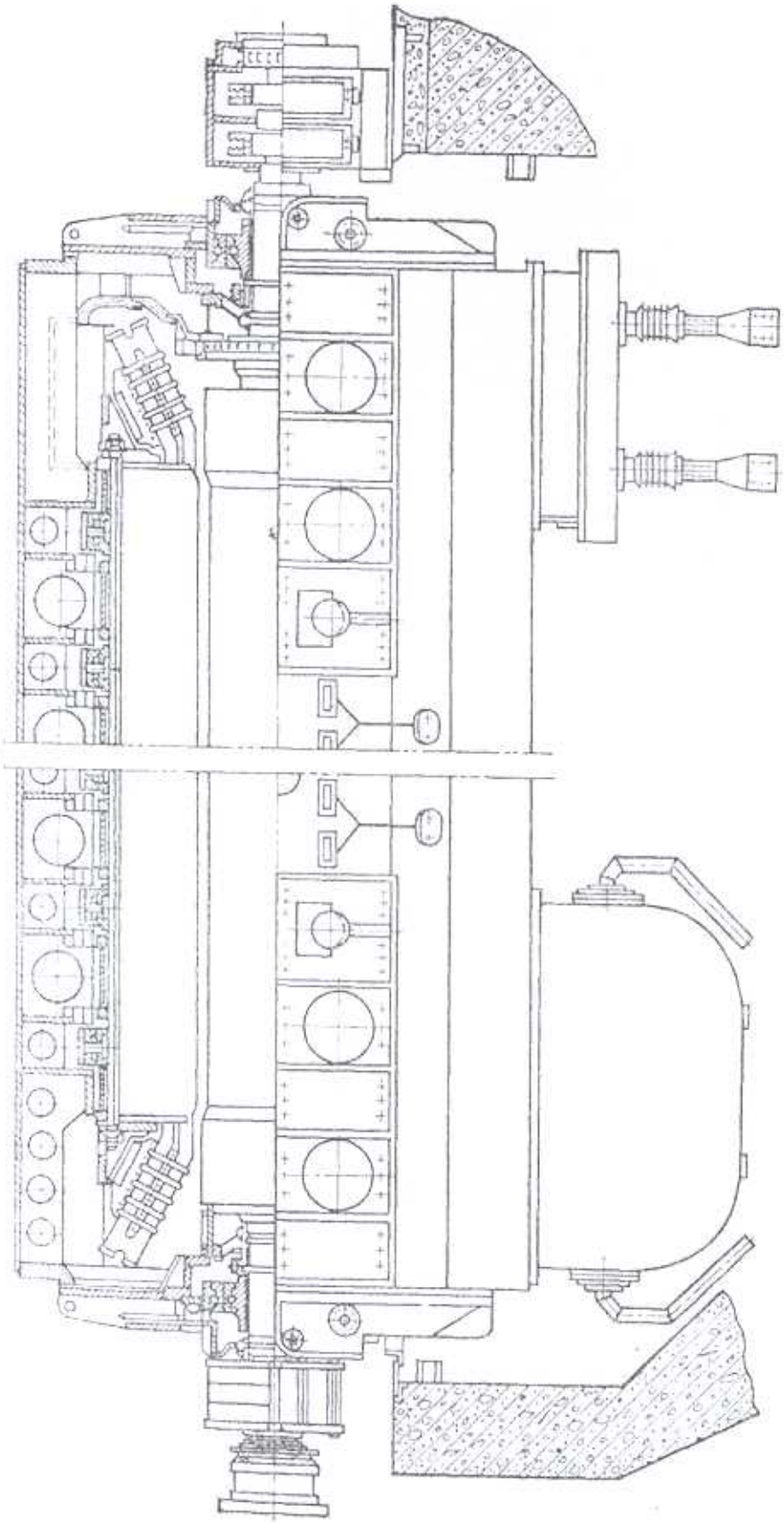


Рис. 1-41. Продольный разрез турбогенератора серии ТГВ мощностью 300 МВт [1]

В роторе турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М водород под напором, созданным компрессором и эффектом самовентиляции, подается под упорные кольца бандажей с обеих сторон ротора и через отверстия в середине торцевой части витков (по оси катушек) попадает в вентиляционные каналы обмотки (рис. 1-42). Водород проходит последова-

тельно лобовую и пазовую части четверти витка и через радиальные отверстия выбрасывается в междужелезный зазор. В роторе турбогенератора ТГВ-300 водород попадает в боковые каналы витков и двумя параллельными потоками раздельно охлаждает лобовую и пазовую части (рис. 1-43).

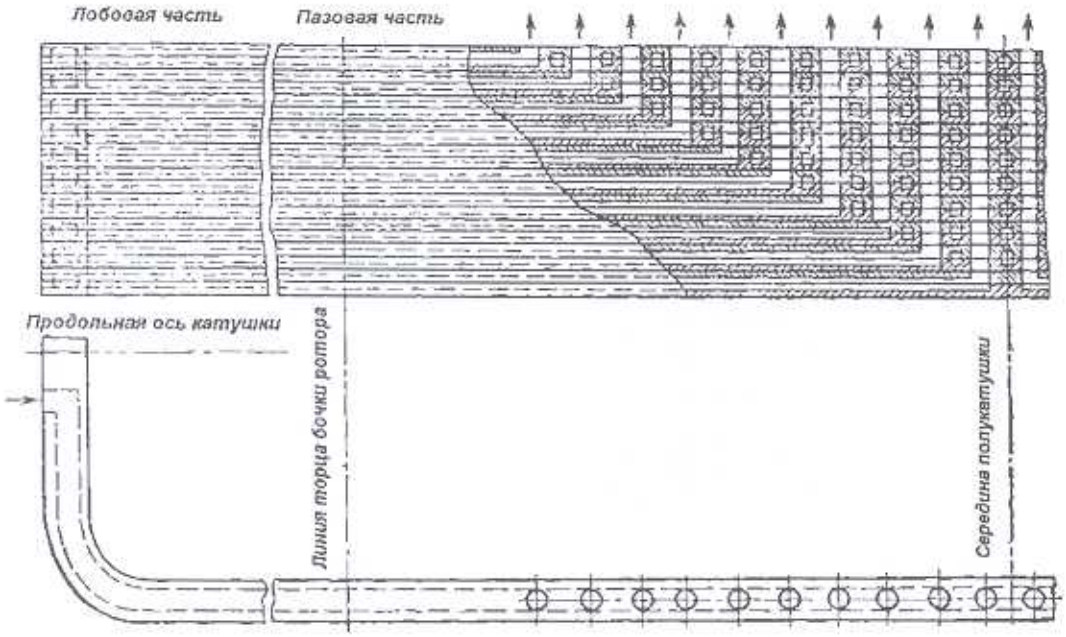


Рис. 1-42. Схема вентиляции обмотки ротора турбогенератора ТГВ-200 [1]

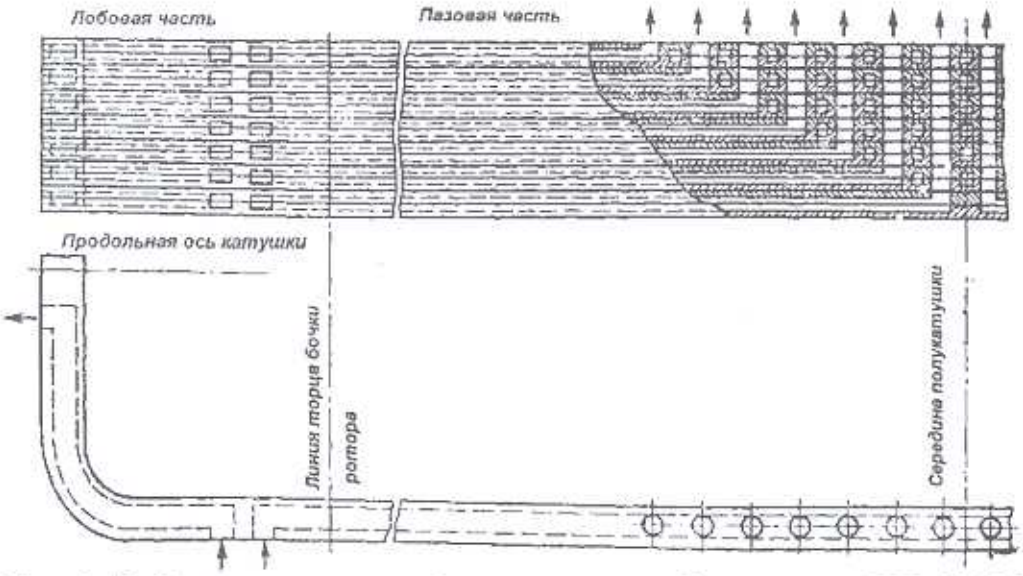


Рис. 1-43. Схема вентиляции обмотки ротора турбогенератора ТГВ-300 [1]

Корпусная изоляция роторов турбогенераторов ТГВ-200 первых выпусков изготовлена из миканита (класс В), а в последующих выпусках роторов турбогенераторов ТГВ-200 и роторов турбогенераторов ТГВ-300 она выполнена из стеклоткани с прослойкой стеклослюдинита (класс С). Витковая изоляция роторов выполнена прокладками из стеклотекстолита.

Бандажный узел ротора состоит из упорного кольца и консольного бандажного кольца с одной посадкой на бочку ротора.

Масляное уплотнение вала – однопоточное торцевого типа с пружинным прижимом вкладыша к гребню вала ротора. На генераторах ТГВ-200М применяются также однопоточные кольцевые уплотнения (рис. 2-36, разд.2).

В настоящее время завод «Электротяжмаш» выпускает генераторы серии ТА с полным воздушным охлаждением.

В турбогенераторах ТГВ-500-2 и ТГВ-500-4 заводом «Электротяжмаш» было внедрено водяное охлаждение обмотки ротора – напорная система с подачей воды в обмотку ротора через центральное отверстие вала при помощи совмещенного аппарата подачи и слива, установленного на торце вала со стороны возбудителя.

Эта конструкция в генераторах серии ТГВ оказалась недостаточно надежной из-за обилия гидравлических соединений, связывающих катушки обмотки с водоподводом в валу. В настоящее время роторы генераторов ТГВ-500-4 заменены «Электросилой» на роторы с непосредственным охлаждением водородом.

В табл. 1-11 приведены основные технические данные генераторов, выпускаемых заводом «Электротяжмаш».

Таблица 1-11. Технические данные турбогенераторов завода «Электротяжмаш»[1]

Тип генератора	Краткая техническая характеристика				
	Активная мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Масса, кг	Коэффициент мощности, cos φ
Полное воздушное охлаждение					
ТА-120-2	120000	10500	3000	257000	0,8
Непосредственное водородное охлаждение					
ТГВ-200-2	200000	15750	3000	291000	0,85
ТГВ-300-2	300000	20000	3000	349000	0,85
ТГВ-325-2	325000	20000	3000	349000	0,85
Непосредственное водородное охлаждение сердечника статора и обмотки ротора и водяное охлаждение обмотки статора					
ТГВ-200-2М	220000	15750	3000	240000	0,85
ТГВ-220-2П	220000	15750	3000	230000	0,85
ТГВ-320-2П	320000	20000	3000	305000	0,85
Водородное охлаждение сердечника статора и водяное охлаждение обмоток ротора и статора					
ТГВ-500-2	500000	20000	3000	361000	0,85
ТГВ-500-4	500000	20000	1500	500000	0,85

Турбогенераторы без водорода

Применение взрыво- и пожаробезопасных конструкций турбогенераторов без водорода является приоритетным направлением дальнейшего развития российской энергетики.

Турбогенераторы с водомасляным охлаждением серии ТВМ («ЭЛСИБ»)

АО «ЭЛСИБ» (г. Новосибирск, б. «Сибэлектротяжмаш») в 1960–80 гг. выпущены турбогенераторы серии ТВМ мощностью 60 МВт (в единственном экземпляре), а также 320 МВт (рис. 1-44) и 500 МВт с непосредственным охлаждением водой обмотки ротора, а сердечника, обмотки и конструктивных элементов статора – изоляционным маслом. Конструктивно турбогенераторы серии ТВМ принципиально отличаются от турбогенераторов заводов «Электросила» и «Электротяжмаш».

Таблица 1-12. Основные данные турбогенераторов серии ТВМ

Турбогенератор	Мощность, МВт/МВ·А	Напряжение, кВ	Давление масла на входе в статор, Па	Расход масла через статор, $м^3/ч$	Расход дистиллята в системе охлаждения ротора, $м^3/ч$	Давление дистиллята на входе в ротор, Па	Удельный расход материалов, кг/кВ·А
ТВМ-160-2	160/188,2	18	$1,5 \times 10^5$	450	50	8×10^5	1,06
ТВМ-320-2	320/376,5	20	2×10^5	450	60	10×10^5	0,74
ТВМ-500-2	500/588,2	36,75	$2,5 \times 10^5$	600	80	$9,3 \times 10^5$	0,56
ТВМ-500-2	500/588,3	20	$2,5 \times 10^5$	600	80	$9,3 \times 10^5$	0,59
ТВМ-60	60/100	18	$1,5 \times 10^5$	80	20	7×10^5	1,49

[1] Веб-сайт: http://www.spetm.com.ua.

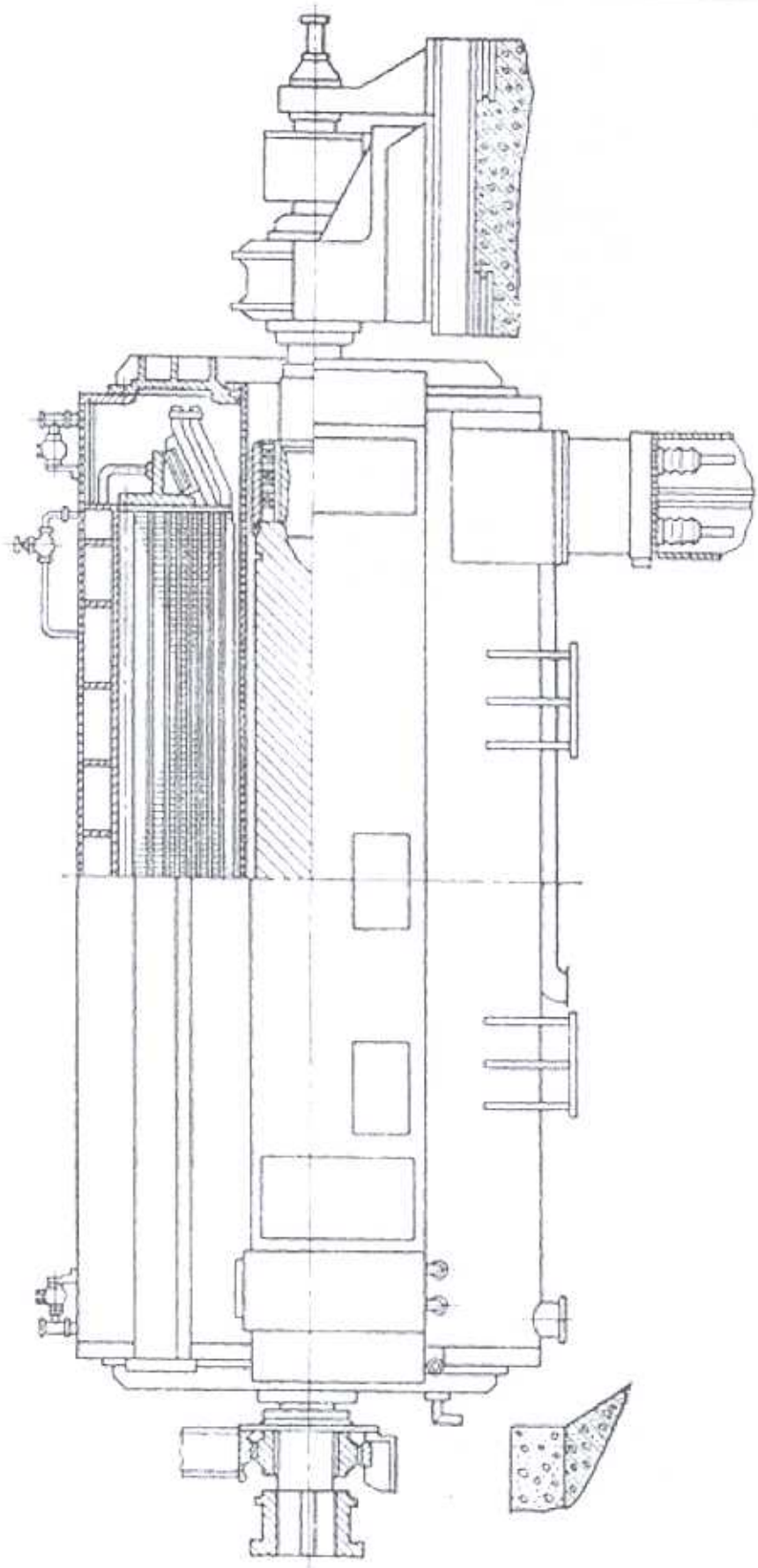


Рис. 1-44. Продольный разрез турбогенератора серии ТВМ мощностью 320 МВт [1]

Корпус статора – сварной, неразъемный, в герметичном исполнении, заполненный дегазированным изоляционным маслом. Масло заполняет объем статора, ограниченный корпусом, торцевыми щитами и изоляционным цилиндром, установленным в расточке сердечника статора и уплотненным по концам в торцевых щитах. Корпусная изоляция статорной обмотки выполнена из кабельной бумаги, пропитанной изоляционным маслом. Обмотка с выводами соединена посредством полых медных шин круглого сечения. Принудительная циркуляция масла по каналам стержней, шин и выводов обеспечивает их эффективное охлаждение.

Обмотка ротора изготавливается из проводников прямоугольного сечения с круглыми внутренними отверстиями для циркуляции воды, система подвода и слива которой расположена под лобовой частью обмотки на стороне контактных колец, что делает удобным их осмотр и ремонт. Подача и слив воды из ротора осуществляются по двум концентрическим трубам из нержавеющей стали.

Поверхность ротора турбогенератора типа ТВМ-500 дополнительно охлаждается водой, циркулирующей по трубчатым охладителям, расположенным в зубцах ротора. Охлаждение контактных колец турбогенераторов – непосредственное водяное. Бандажный узел – консольный.

В табл. 1-13 приведены данные турбогенераторов мощностью 300 и 500 МВт серии ТВМ, ТВВ и ТГВ.

Таблица 1-13. Сравнительные данные турбогенераторов мощностью 300 и 500 МВт серий ТВВ, ТГВ и ТВМ

Показатель	ТВВ-320-2	ТГВ-300	ТВМ-320	ТВВ-500-2	ТГВ-500	ТВМ-500
Приведенная масса, кг/кВ·А	0,99	1,05	0,953	0,65	0,587	0,578
Удельный расход материалов, кг/кВ·А	0,93	0,99	0,74	0,66	0,59	0,56-0,59

Турбогенераторы с воздушным охлаждением

В АО «Элсиб» разработаны турбогенераторы с воздушным охлаждением серии ТФ (с форсированным охлаждением обмотки ротора) мощностью от 50 до 100 МВт в закрытом исполнении, с циркуляцией воздуха по замкнутому контуру, осуществляемой осевыми вентиляторами, установленными на валу ротора. Воздухоохладители встроены горизонтально в корпус статора. Обмотка статора имеет косвенное охлаждение, обмотка ротора – непосредственное. Для исключения попадания внутрь корпуса статора загрязненного воздуха в местах выхода вала из корпуса выполнены кольцевые камеры, в которые подается воздух из зоны повышенного давления, создаваемого вентиляторами ротора. Пополнение утечек воздуха обеспечивается поступлением воздуха в генератор через фильтр. Корпус статора неразъемный, сварен из листовой стали. Шихтованный сердечник состоит из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм с низкими удельными потерями, собранных на продольных ребрах статора. Нажимные кольца – из немагнитной стали. Торцевая зона сердечника статора защищена медными экранами. Обмотка статора трехфазная, двухслойная, стержневая. Транспозиция элементарных проводников выполнена в пазовой и лобовых частях. Изоляция обмотки статора термореактивная, класса F, допустимые температуры – по классу В. Обмотка статора в пазах закреплена встречными клиньями. Обмотка ротора изготовлена из полосовой меди с присадкой серебра. Пазы ротора имеют подпазовые каналы, которые используются для подачи воздуха во внутренние вентиляционные каналы витков. Изоляция обмотки ротора класса F, допустимые температуры – по классу В. Обмотка ротора закреплена в пазах дюралюминиевыми клиньями. Лобовые части обмотки закреплены бандажными кольцами из немагнитной коррозионностойкой стали. Под бандажными кольцами установлены короткозамыкающие кольца из медных сегментов, зубцы которых входят в обмоточные пазы и в специальные пазы в больших зубцах. Вал ротора выполнен из цельной поковки высокопрочной стали. Подшипники выносные. Допускается работа генератора в режиме двигателя, что требуется при сопряжении с газовой турбиной для ее разворота от тиристорного пускового устройства.

Турбогенераторы без водорода завода «Электросила»

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением серии Т3В

Заводом «Электросила» разработана и внедрена в производство серия турбогенераторов 63, 110, 320, 800 МВт с полным водяным охлаждением – Т3В («три воды»), в которых применено водяное охлаждение сердечника, обмоток ротора и статора. Все турбогенераторы серии Т3В устанавливаются на стандартные фундаменты блоков соответствующей мощности и поэтому могут предназначаться не только для вновь строящихся электростанций, но и для замены генераторов на действующих электростанциях. На стадии проекта находятся турбогенераторы Т3В мощностью 1000 и 1500 МВт для нового поколения энергоблоков атомных станций повышенной надежности.

В отличие от генераторов других фирм, использовавших напорную систему водяного охлаждения роторов с водоподводом в валу (например, серии ТГВ и ТВМ), в турбогенераторах серии Т3В применена самонапорная система без гидравлических связей обмотки ротора с валом (рис. 1-45). Это значительно повышает надежность ротора.

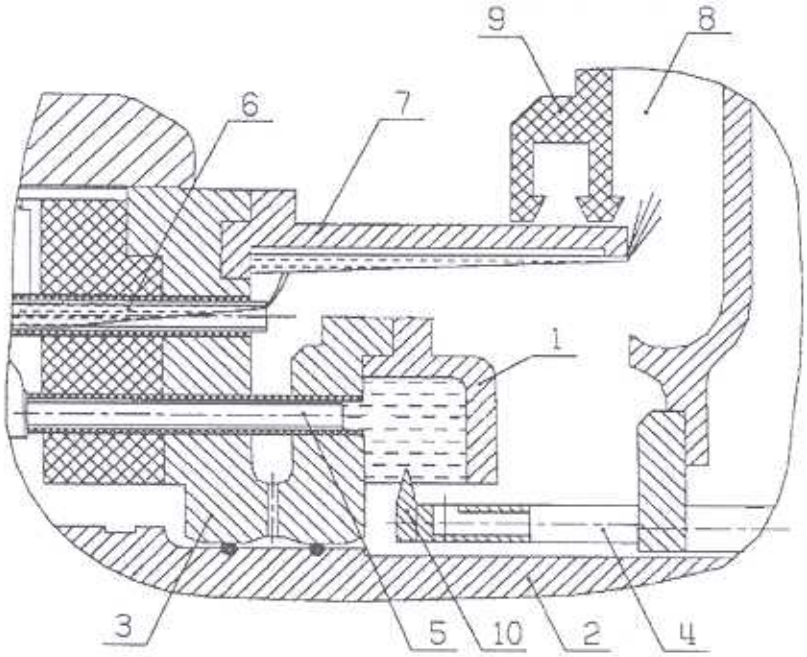


Рис. 1-45. Водяная система охлаждения ротора турбогенератора серии Т3В [11]:
1 – напорная камера, *2* – вал ротора, *3* – упорное кольцо, *4* – водоподвод, *5* – напорная трубка, *6* – сливная трубка, *7* -сливное кольцо, *8* – камера водослива, *9* – лабиринтное уплотнение, *10* – гребень гидрозатвора.

Вода свободно заливается из неподвижного напорного коллектора *4* во вращающийся кольцевой коллектор *1*, открытый в сторону вала *2* и закрепленный на упорном кольце *3*, затем через трубки *5* попадает в трубчатые проводники обмотки ротора, откуда через трубки *6* по сливному кольцу *7* открыто сбрасывается в сливную камеру *8*, расположенную в щите.

Все выводы обмотки ротора (электрические и гидравлические) выведены в аксиальном направлении за торец лобовой части, что исключает возможность попадания воды внутрь ротора и обеспечивает доступ к электрической схеме без нарушения гидравлических соединений. Все утечки, возникающие в узлах подачи и слива воды, сбрасываются в общий водосборник за пределами бандажного узла.

Роторы оснащены полной демпферной системой, которая состоит из полых медных проводников, лежащих под пазовыми клиньями и охлаждаемых водой, из короткозамыкающих колец и медных сегментов, находящихся под слоями подбандажной изоляции. Бандажные кольца консольно посажены на торцы бочки ротора.

Обмотка статора имеет непосредственное водяное охлаждение (аналогично серии ТВВ). Сердечник статора охлаждается водой, протекающей по змеевикам внутри плоских сегментных охладителей из силумина, заложенных между пакетами активной стали сердечника. Змеевики выполнены из нержавеющей стальной трубки. Водой охлаждаются также стяжные ребра, нажимные кольца и медные экраны торцов сердечника, выводные шины, торцевые щиты, крайние перегородки и концевые части корпуса. Лобовые части статорной обмотки закреплены эпокси-композитными замазками между двумя стеклотекстолитовыми конусами (рис. 1-46).

Приняты меры для максимального подавления озонирования в межфазных промежутках лобовых частей путем установки дополнительных изоляционных барьеров, применения полупроводящих покрытий и тангенциального крепления с заполнителями, имеющими повышенную диэлектрическую проницаемость и проводимость.

Во избежание коротких замыканий из-за увлажнения в межфазных зонах изоляция соединений обмотки с шинами выполнена с использованием кремнеорганических материалов и имеет повышенную стойкость к наружному увлажнению, возможному при нарушении герметичности водяной системы охлаждения статора или ротора, а также при отпотевании внутренней полости статора.

Для предотвращения пазового разряда в воздушной среде разработано «комбинированное» уплотнение паза, создающее постоянное давление на стержень обмотки в радиальном и тангенциальном направлениях.

Конструкция крепления сердечника аналогична усовершенствованному креплению, применяемому для генераторов единой серии ТВВ и двухполюсных генераторов 1000 МВт. Сердечник имеет повышенную плотность прессовки и интенсивное охлаждение торцевых зон.

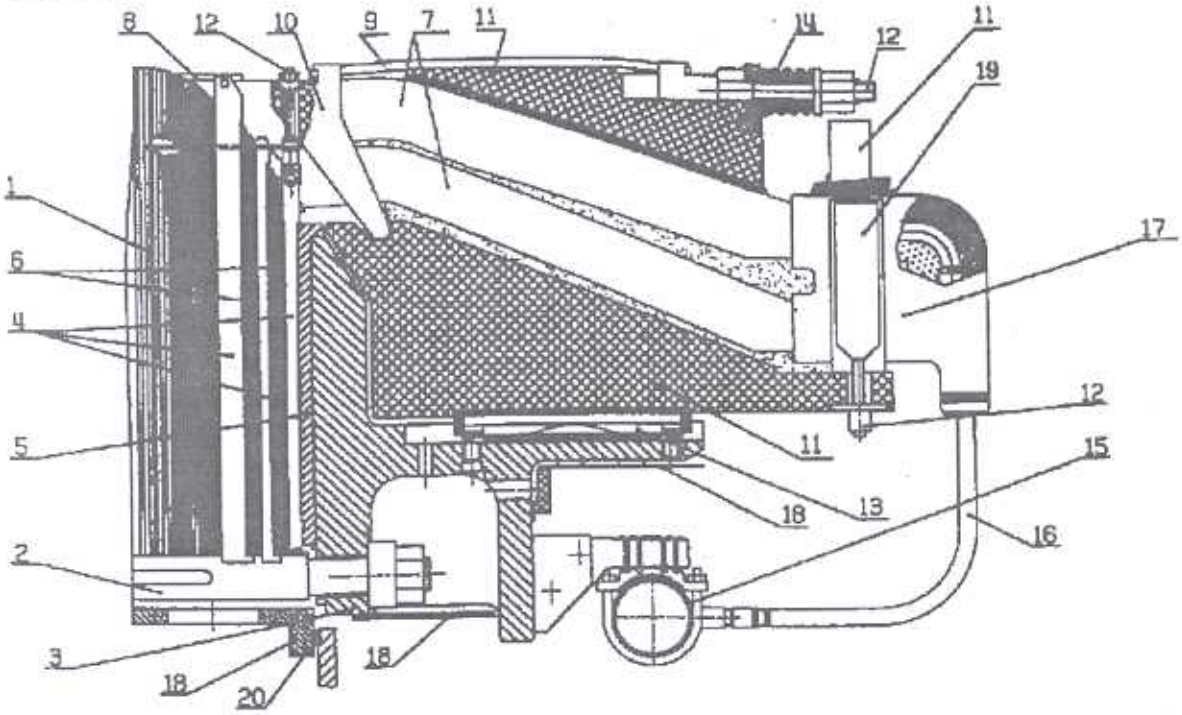


Рис. 1-46. Крепление лобовых частей статора мощного турбогенератора с водяным охлаждением [12]:

1 – сердечник, 2 – стяжное ребро сердечника, 3 – нажимное кольцо (немагнитная сталь), 4 – нажимной палец (немагнитная сталь), 5 – магнитный экран (медное кольцо), 6 – пакет магнитного шунта, 7 – стержень обмотки, 8 – пазовый клин, 9 – самоусаживающийся лавсановый шнур, 10 – кронштейн (стеклотекстолит), 11– кольцо коническое (стеклотекстолит), 12 – стяжная шпилька, 13 – плоская пружина, 14 – пружина винтовая, 15 – водяной коллектор, 16 – шланг водоподвода, 17 – изолирующая коробка, 18 – вентиляционная перегородка, 19 – тангенциальная клиновая распорка, 20 – резиновый уплотняющий шнур

Чтобы отделить внутреннюю полость турбогенератора от машзала и не допустить ее загрязнения, генератор заполнен воздухом при небольшом избыточном давлении, а плотность обеспечивается гидрозатворами (*10*, рис. 1-45), конструктивно совмещенными с напорными коллекторами обмотки возбуждения и демпферной обмотки. Применяется более эффективное устранение анизотропии ротора (неравножесткости по осям сечения) – при помощи продольных выравнивающих пазов в больших зубцах вместо поперечных канавок Лаффуна. В этих пазах установлены стальные заполнители, закрепленные клиньями

Водород, газоохладители и масляные уплотнения вала с системой их маслоснабжения отсутствуют, генератор заполнен воздухом при избыточном давлении.

Как указано выше, применение водяного охлаждения вместо водородного приводит к снижению превышений температуры обмоток на 30–50 °С и к понижению сечений каналов для охлаждающего агента в проводниках ротора в 1,5–2 раза, что уменьшает потери в них на 15–20%.

В отличие от турбогенераторов с другими видами охлаждения турбогенераторы типа ТЗВ имеют высокий КПД в широком диапазоне нагрузок.

Турбогенераторы с воздушным охлаждением серий ТА, ТФ и ТЗФ

Применение воздушного охлаждения для турбогенераторов средних мощностей оказалось возможным благодаря использованию современных технических решений, выработанных в процессе создания турбогенераторов предельных мощностей с газовым и жидкостным охлаждением: схемы вентиляции с интенсивной циркуляцией воздуха, электротехническая сталь с малыми удельными потерями, непосредственное охлаждение и термореактивная нагревостойкая изоляция обмоток ротора и статора и др. Возврат к воздушному охлаждению во многом определился потребностью энергетики в связи с вводом парогазовых установок.

Две серии турбогенераторов имеют простейшую одноструйную нагнетательную систему охлаждения: серия ТА охватывает диапазон мощностей от 1,5 до 14 МВт; серия ТФ – диапазон от 20 до 60 МВт. В турбогенераторах ТФ с форсированным охлаждением ротора применена замкнутая схема охлаждения с вертикально расположенными воздухоохладителями. Шихтованный сердечник статора жестко закреплен на ребрах корпуса статора; под наружной обшивкой расположены перепускные трубы. Торцевая зона сердечника защищена от потоков рассеяния медными экранами. Обмотка статора петлевая, стержневая, двухслойная, с транспозицией в пазовой части и термореактивной изоляцией класса F. Лобовые части обмотки жестко закреплены с применением кронштейнов и бандажных колец из стеклопластика и формующихся материалов.

Прямоугольные или трапецеидальные пазы ротора имеют подпазовые каналы для подвода охлаждающего воздуха в радиальные каналы обмотки ротора. Катушки выполнены из полосовой меди с присадкой серебра и термореактивной изоляцией класса F. Обмотка ротора закреплена в пазах дюралюминиевыми клиньями, в лобовой части – бандажными кольцами из немагнитной коррозионно-стойкой стали или из титанового сплава. Ротор снабжен демпферной системой – под бандажными кольцами установлены короткозамыкающие кольца, входящие в пазы ротора. Для предотвращения проникновения в корпус внешней пыли предусмотрен поддув воздуха в полость генератора для создания небольшого избыточного давления. Корпус генератора имеет с внутренней стороны шумоизолирующее покрытие.

Для обмоток статоров турбогенераторов с воздушным охлаждением внедрена изоляция «Монолит-2», т.е. стержни изолированы сухими стеклослюдинитовыми лентами с последующей вакуумно-нагнетательной пропиткой и запеканием обмотки, уложенной в сердечник статора.

Турбогенераторы серии ТЗФ (диапазон мощностей 50–160 МВт) являются дальнейшим развитием серии ТФ; для них разработана трехконтурная система воздушного охлаждения, отличающаяся повышенной эффективностью и не имеющая аналогов за рубежом. В этих генераторах предусмотрены раздельные потоки воздуха, охлаждающего статор и

ротор, со значительным снижением их взаимного теплового влияния, что дает возможность снизить нагревы активных и конструктивных частей генератора с одновременным уменьшением расхода воздуха. Охлаждающий воздух в турбогенераторе циркулирует по вытяжной схеме в результате действия двух центробежных вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается в водовоздушных охладителях, которые установлены на боковых стенках воздухоразделительных кожухов. Потери, выделяющиеся в пазовой части обмотки и активной стали статора, отводятся холодным воздухом, поступающим из охладителей в U-образные каналы. Выходя из этих каналов, воздух омывает нажимную плиту и лобовые части. Холодный воздух из охладителей поступает также и в радиальные каналы торцевой зоны. В роторе подпазовые и радиальные каналы выполняют функции нагнетательного элемента, на вход которого воздух поступает из дополнительного охладителя. Вентиляторы снабжены специальными направляющими и спрямляющими аппаратами, что позволило снизить потери в вентиляторах и повысить КПД генераторов. Турбогенератор серии ТЗФ мощностью 160 МВт имеет КПД 98,55%, что превышает требования ГОСТ 533-2000.

Для снижения шума в машинном зале генератор закрывается большим кожухом, а подшипник и щеточно-контактный аппарат – малым кожухом. Оба кожуха облицованы шумопоглощающими композитными блоками.

Применяемая на всех турбогенераторах с воздушным охлаждением замкнутая схема вентиляции вместе с системой наддува воздуха и одновременной конденсацией излишней влаги обеспечивает высокую чистоту и низкую влажность воздуха внутри генератора, исключает проникновение пыли и грязи из машинного зала электростанции. Межосевые расстояния и другие габаритные размеры позволяют установить генераторы мощностью 220 и 320 МВт на фундаментах машин с водородным охлаждением типа ТВВ.

Единая серия турбогенераторов средней мощности

Создана единая серия турбогенераторов средней мощности с водяным и воздушным охлаждением типа ТЗВ и ТЗФ соответственно. Основные данные этих генераторов приведены в табл. 1-14.

Благодаря высокой унификации обмоток статоров возможны различные комбинации напряжений генераторов без изменения обмоточных данных. Несмотря на различия систем охлаждения, ряд узлов имеет одинаковое конструктивное исполнение: узлы контактных колец, сегменты стали статора (единые для обоих типов), подшипники, торцевые зоны сердечников статоров и крепление лобовых частей, щиты статоров, выводы обмотки статора, обмотки ротора. Упругая подвеска сердечника статора в корпусе и эффективное выравнивание неравножесткости ротора (продольные пазы в большом зубе) исключили составляющую 100 Гц в спектре виброскорости подшипников.

Генераторы средней мощности ТЗВ и ТЗФ предназначены как для паровых, так и для газовых турбин. Для сопряжения с паровой турбиной корпус генератора имеет опорные лапы, для сопряжения с газовой турбиной – опорную раму.

Таблица 1-14. Технические данные турбогенераторов средней мощности с водяным и воздушным охлаждением [11]

Тип генератора	Cosφ	Напряжение, кВ				КПД	Макс. мощность, МВт	Охлаждение обмотки статора, $t_{макс}$ °С
ТЗВ-110-2У3	0,80	10,5	6,3	20,0	-	98,5	140	Вода, 85
ТЗВ-220-2У3	0,85	15,75	-	-	18,0	98,7	260	
ТЗВ-320-2У3	0,85	20,0	-	-	-	98,8	370	
ТЗФ-110-2У3	0,80	10,5	6,3	20,0	-	98,4	132	Воздух, 125
ТЗФ-160-2У3	0,85	15,75	-	-	18,0	98,6	184	
ТЗФ-165-2У3	0,85	18,0	10,5	-	20,0	98,6	184	
ТЗФ-220-2У3	0,85	15,75	-	-	18,0	98,6	242	
ТЗФ-320-2У3	0,85	20,0	-	-	-	98,7	352	

Асинхронизированные турбогенераторы[11]

Для снижения уровней напряжений в протяженных сетях высокого напряжения в ряде случаев возникает необходимость переводить работающие синхронные турбогенераторы в режимы потребления реактивной мощности или близкие к ним. Это приводит к снижению надежности генераторов из-за повреждений торцевых зон сердечников. Работа в этих режимах ограничивается пределом статической устойчивости и нагревом торцевых зон.

Решение проблемы достигается применением турбогенераторов нового – асинхронизированного типа (АСТГ). У этих генераторов решены проблемы как по нагреву торцевых зон, так и по условиям статической и динамической устойчивости при работе в режимах потребления реактивной мощности. Статор АСТГ выполнен традиционно, но в конструкции его приняты специальные меры по исключению перегрева торцевых зон в режимах глубокого потребления реактивной мощности. Конструкция ротора АСТГ отличается от конструкции ротора синхронного генератора наличием двух обмоток возбуждения, сдвинутых относительно друг друга на определенный угол и подключенных к четырем контактным кольцам.

Для возбуждения применяется статическая тиристорная система самовозбуждения, которая содержит два идентичных реверсивных тиристорных возбудителя и согласующий трансформатор. У АСТГ имеется возможность управления не только величиной, но и вращением результирующего вектора намагничивающей силы системы обмоток возбуждения относительно осей ротора машины. Управление напряжениями на обмотках возбуждения генератора реализуется микропроцессорной системой.

Асинхронизированный генератор может работать как с синхронной частотой вращения (штатный режим), так и в определенном диапазоне скольжений. Наличие массивного ротора накладывает жесткие ограничения на величину допустимого скольжения по условию нагрева ротора вихревыми токами (например, для генератора АСТГ-200 длительно допустимая величина скольжения $s \leq 0{,}0015$).

Симметричный в электрическом и магнитном отношении ротор и конструкция статора, исключающая перегрев его торцевых зон, позволяют АСТГ неограниченно долго работать в асинхронном режиме с замкнутыми накоротко обмотками возбуждения. При этом генератор несет в среднем 75% номинальной активной нагрузки и потребляет реактивную мощность до 75% от его полной мощности. Возможность автоматического перевода в режим одноосного возбуждения или в асинхронный режим позволяет сохранить работоспособность АСТГ при отказе как одного, так и обоих возбудителей. Перевод в одноосный и асинхронный режим может осуществляться также оперативно.

Перечисленные конструктивные особенности АСТГ и возможности системы управления возбуждением обусловливают его преимущества по сравнению с синхронным турбогенератором и обеспечивают его работу в одном из следующих режимов:

- в режиме двухосного возбуждения с синхронной частотой вращения ротора;
- в режиме форсировки возбуждения по обеим осям с возможностью управления фазой форсировки;
- в режиме одноосного возбуждения (аналогичном синхронному турбогенератору), при этом максимальная активная нагрузка уменьшается на 20%, а располагаемая генерируемая реактивная мощность снижается вдвое, потребляемая мощность ограничена условиями устойчивости генератора;
- в режиме асинхронного генератора с закороченными обеими обмотками возбуждения.

На Украине находятся в промышленной эксплуатации два турбогенератора типа АСТГ-200 мощностью 200 МВт, производства НПО «Электротяжмаш», г. Харьков (напряжение 15,75 кВ, коэффициент мощности 0,95 – при перевозбуждении, 0,85 – при недовозбуждении, частота вращения ротора 3000 об/мин, охлаждение сердечника статора и обмотки ротора – водородное, обмотки статора – водяное).

В России заводом «Электросила» изготовлены асинхронизированные турбогенераторы типа Т3ФА-110-2 мощностью 110 МВт (напряжение 10,5 кВ, коэффициент мощности 0,95, частота вращения ротора 3000 об/мин, полностью воздушное охлаждение), а также типа Т3ВА-350-2 мощностью 350 МВт с полностью водяным охлаждением.

Раздел второй

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

2.1. Типы турбогенераторов, основные технические данные

Изготовленные до 2005 г. отечественные турбогенераторы соответствовали государственным стандартам (табл.2-1), которые определяли шкалу мощностей, основные электрические параметры, предельно допустимые температуры активных частей и методы их измерения, основные параметры охлаждающих сред, требования к основным конструктивным деталям, комплектацию запасными частями, методы испытаний и т.д.

Таблица 2-1. Основные государственные стандарты, распространявшиеся на отечественные синхронные турбогенераторы

Номер ГОСТ	Наименование
ГОСТ 183-74	Машины электрические. Общие технические требования
ГОСТ 10683-73	Машины электрические. Номинальные частоты вращения и допускаемые отклонения
ГОСТ 10169-77	Машины электрические синхронные трехфазные. Методы испытаний
ГОСТ 13267-73	Машины электрические и непосредственно соединяемые с ними не электрические. Высоты оси вращения. Размеры
ГОСТ 27471-87	Машины электрические вращающиеся. Термины и определения.
ГОСТ 12139-84	Машины электрические вращающиеся мощностью до 10000 кВт. Ряды номинальных мощностей
ГОСТ 28173-89Э	Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и рабочие характеристики
ГОСТ 26772-85	Машины электрические вращающиеся. Обозначение выводов и направления вращения
ГОСТ 11828-86	Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний.
ГОСТ 11929-87	Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний. Определение уровня шума
ГОСТ 25941-83	Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия
ГОСТ 10159-79	Машины электрические вращающиеся коллекторные. Методы испытаний
ГОСТ 17494-87	Машины электрические вращающиеся. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин
ГОСТ 533-2000	Генераторы электрические паротурбинные двухполюсные (турбогенераторы). Технические требования
ГОСТ 21558-88	Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия
ГОСТ 8865-93	Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация
ГОСТ 15543.1-89	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам
ГОСТ 17516.1-90	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам
ГОСТ 25364-97	Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений

Турбогенераторы приводятся во вращение паровой или газовой турбиной. Они имеют горизонтальное расположение оси вращения. Современные турбогенераторы снабжены замкнутой системой вентиляции. Охлаждение активных частей может быть косвенным (поверхностным) или непосредственным (форсированным). В качестве охлаждающих агентов применяются воздух, водород, дистиллированная вода, изоляционное масло. Корпус статора опирается на фундамент посредством рым-лап, ротор опирается на два подшипника скольжения стояковые или встроенные в торцевые щиты. Подача тока возбуждения в ротор осуществляется в основном от независимой системы возбуждения. При на-

личии машинного возбудителя ротор последнего непосредственно соединен с ротором турбогенератора.

Непрерывное совершенствование конструкции турбогенераторов с увеличением и расширением значений их единичной мощности объясняет разнообразие типоразмеров машин, особенно генераторов с воздушным охлаждением как первых серий (Т и Т2), так и последних – ТА, ТФ, Т3Ф и т.д.

Расширение диапазона мощностей с использованием водородного и жидкостного охлаждения и с выходом на предельные мощности сопровождалось созданием серий генераторов ТВ, ТВ2, ТВФ, ТВВ, ТГВ, ТВМ с ограничением числа типоразмеров. В пределах одной серии выдерживалось единство конструктивного решения (за исключением отдельных узлов и деталей), а также единообразие внешнего оформления. В последние годы при разработке и выпуске современных турбогенераторов – единой серии с водородным охлаждением (ТВФ, ТВВ) и серий генераторов без водорода – с воздушным (Т, ТФ, Т3Ф, Т3ФА) и полным водяным охлаждением (Т3В, Т3ВА) – использовалась как заданная шкала мощностей, учитываемая при обозначении типа генератора в пределах серии, так и шкала мощностей, задаваемая потребителем.

Технические данные, отдельные расчетные параметры и основные размеры турбогенераторов приведены в табл. 2-2–2-11. Массы генераторов, их отдельных узлов и деталей, демонтируемых при капитальном ремонте, указаны в табл. 2-12. Для однотипных деталей одного генератора с незначительным конструктивным отличием приведены наибольшие массы. В табл. 2-13–2-15 указаны основные технические данные турбогенераторов с водородно-водяным (ТВВ) и водо-масляным (ТВМ) охлаждением, а также современных турбогенераторов с полным водяным и воздушным охлаждением.

Основные обозначения типов турбогенераторов.

1. Турбогенераторы с воздушным, водородным и водяным охлаждением заводов-изготовителей «Электросила» и «ЭЛСИБ»:

[серия]-[активная мощность, МВт]-[число полюсов]-[модификация]– [климатическое исполнение].

Например, ТВВ-1200-2У3 – серия ТВВ, мощность 1200 МВт, число полюсов 2, климатическое исполнение У3;

ТВВ-220-2АУ3 – серия ТВВ, мощность 220 МВт, число полюсов 2, модификация А (с 60-ю пазами статора), климатическое исполнение У3;

ТВФ-120-2ЕУ3 – серия ТВФ, мощность 120 МВт, число полюсов 2, модификация Е (единая серия), климатическое исполнение У3.

В дальнейшем обозначение климатического исполнения генераторов в тексте справочника, как правило, опускается.

Обозначения серий отражают способ охлаждения активных частей и основные конструктивные особенности турбогенератора:

Т , Т2 и ТА – поверхностное воздушное охлаждение;

ТВ и ТВ2 – поверхностное водородное охлаждение;

ТВФ – форсированное (непосредственное) водородное охлаждение ротора, поверхностное водородное охлаждение обмотки и сердечника статора;

ТВФВ – то же и повышенное напряжение статора;

ТВВ – непосредственное водородное охлаждение ротора, поверхностное водородное охлаждение сердечника статора, непосредственное водяное охлаждение обмотки статора;

Т3В – полное непосредственное водяное охлаждение ротора, обмотки и сердечника статора;

Т3ВА – асинхронизированный турбогенератор с полным непосредственным водяным охлаждением ротора, обмотки и сердечника статора;

ТА – косвенное воздушное охлаждение;

ТФ – форсированное воздушное охлаждение;

ТЗФ – форсированное воздушное охлаждение с усовершенствованной 3-х струйной системой вентиляции;

ТЗФА – асинхронизированный турбогенератор с форсированным воздушным охлаждением и 3-х струйной системой вентиляции.

Обозначения, указывающие тип турбины: П – паровая, Г – газовая;

ТФП и ТЗФП – турбогенераторы с форсированным воздушным охлаждением, предназначенные для сопряжения с паровой турбиной;

ТФГ и ТЗФГ – турбогенераторы с форсированным воздушным охлаждением, предназначенные для сопряжения с газовой турбиной.

2. Турбогенераторы с водо-масляным охлаждением завода-изготовителя «ЭЛСИБ»:

ТВМ – непосредственное водяное охлаждение ротора, непосредственное масляное охлаждение обмотки и сердечника статора.

3. Турбогенераторы с водородным и водяным охлаждением завода-изготовителя «Электротяжмаш»:

[серия]-[активная мощность, МВт] или

[серия]-[активная мощность, МВт]-[модификация], или

[серия]-[активная мощность, МВт]-[число полюсов]-[модификация].

Например, ТГВ-300 – серия ТГВ, мощность 300 МВт;

ТГВ-200М – серия ТГВ, мощность 200 МВт, модификация М – водяное охлаждение обмотки статора;

ТГВ-500-2 и ТГВ-500-4 – серия ТГВ, мощность 500 МВт, число полюсов, соответственно, 2 и 4;

ТГВ-200-2Д – серия ТГВ, мощность 200 МВт, число полюсов 2, модификация на напряжение статора 18 кВ,

Серия ТГВ – до 300 МВт, за исключением ТГВ-200М, – непосредственное водородное охлаждение обмоток ротора и статора, поверхностное водородное охлаждение сердечника статора.

ТГВ-200М – непосредственное водородное охлаждение ротора, поверхностное водородное охлаждение сердечника статора, непосредственное водяное охлаждение обмотки статора; 200 МВт.

АСТГ-200-2 – асинхронизированный турбогенератор, водородное охлаждение ротора (непосредственное) и сердечника статора (поверхностное), непосредственное водяное охлаждение обмотки статора; 200 МВт, двухполюсный.

ТГВ-500 -2 и ТГВ-500-4 – непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора, поверхностное водородное охлаждение сердечника статора; 500 МВт; соответственно, двух– и четырехполюсное исполнение.

ТА – полное воздушное охлаждение турбогенератора;

Подробное описание некоторых современных турбогенераторов без водорода – с воздушным и с полным водяным охлаждением («три воды») – приведено в отдельных разделах (9, 10 и 11).

4. Основные обозначения возбудителей и систем возбуждения.

ВТ и ВГТ – электромашинные возбудители с генератором постоянного тока на валу турбогенератора (в настоящее время сняты с производства),

СТС – система самовозбуждения тиристорная,

СТН – система возбуждения тиристорная независимая,

СБД (БСВ) – система возбуждения бесщеточная диодная,

БВД – бесщеточный возбудитель диодный.

Таблица 2-2. Сравнительные технические данные турбогенераторов с воздушным охлаждением

Тип турбогенератора	Мощность полная, МВ·А	Мощность активная, МВт	cos φ	Напряжение статора, кВ	Номинальный ток статора, кА	Напряжение возбуждения, В	Номинальный ток ротора, А	К.п.д. при номинальной нагрузке, %	Маховый момент ротора, т·м^2	Критическая частота вращения ротора, об/мин	Тип возбудителя
Генераторы старых серий с косвенным воздушным охлаждением («Электросила», в скобках – ЛТГЗ)											
Т2-6-2	7,5	6,0	0,8	3,15 6,3	1,376 0,688	135 (119)	256 (303)	96,4	1,3	2000 (2400)	ВТ-50-3000
Т2-12-2	15,0	12,0	0,8	6,3 10,5	1,375 0,825	214 (205)	250	97,0	2,6	1660 (1850)	ВТ-50-3000
Т2-25-2	31,2	25,0	0,8	6,3 10,5	2,860 1,720	206	408	97,4	4,94	1650	ВТ-50-3000
Т2-50-2	58,8	50,0	0,85	10,5	3,240	208	596	97,6	13,5	1455	ВТ-50-3000
Современные генераторы с форсированным воздушным охлаждением («Электросила»)											
ТФП-36-2	45,0	36,0	0,8	10,5	2,47	165	1010	98,8	–	1200 3360	БСВ
ТФП-160-2	200,0	160,0	0,8	15,75	7,33	250	1762	98,54	–	1340 (3310)	СТС
ТФГ-160-2	200,0	160,0	0,8	15,75	7,33	250	1762	98,52	–	–	СТС
ТЗФГ-160-2М	200,0	160,0	0,8	15,75	7,33	245	1793	98,54	–	1150 (2750)	СТС[1)]
Современные генераторы с воздушным охлаждением («ЭЛСИБ»)											
Т-6-2	7,5	6,0	0,8	6,3 10,5	0,686 0,412	125 125	260 260	97,7	0,7	2360 (3560)	БСВ[2)]
Т-16-2	20,0	16,0	0,8	6,3 10,5	1,83 1,1	110 110	550 550	97,7	1,8	2300 (6700)	БСВ
ТФ-20-2	25,0	20,0	0,8	6,3 10,5	2,29 1,375	92 92	855 855	97,8	2,23	1790 (4720)	БСВ
ТФ-25-2	31,25	25,0	0,8	6,3 10,5	2,864 1,72	92 92	855 855	98,1	–	–	БСВ или СТС
ТФ-32-2	40,0	32,0	0,8	6,3 10,5	3,66 2,2	130 127	865 850	98,25	3,45	1260 (3500)	БСВ или СТС
ТФ-60-2	72,5	60	0,8	6,3 10,5	5,73 3,44	195 195	1030 1030	98,1	–	–	СТС

Тип турбогенератора	Мощность полная, МВ·А	Мощность активная, МВт	cos φ	Напряжение статора, кВ	Номинальный ток статора, кА	Напряжение возбуждения, В	Номинальный ток ротора, А	К.п.д. при номинальной нагрузке, %	Маховый момент ротора, т·м²	Критическая частота вращения ротора, об/мин	Тип возбудителя
ТФ-63-2	78,75	63,0	0,8	6,3 10,5	7,22 4,33	195 195	1030 1030	98,2	14,7	1450 (3500)	СТС
ТФ-90-2	100,0	90,0	0,9	6,3 10,5	9,17 5,5	280	1250	98,35	–	–	СТС
ТФ-110-2	137,5	110,0	0,8	10,5	7,56	280	1250	98,35	23,5	1460 (3625)	СТС
ТФ-160-2	188,2	160,0	0,85	15,75	7,33	250	–	98,5	–	–	СТС
[1] СТС – статическая тиристорная система возбуждения. [2] БСВ – бесщеточная система возбуждения.											
Современные генераторы с воздушным охлаждением («Электротяжмаш»)											
ТА-4-2М	5,0	4,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-6-2М	7,5	6,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-8-2М	10,0	8,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-10-2М	12,5	10,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-12-2М	15,0	12,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-15-2Т3	18,75	15,0	0,8	11,0	–	–	–	–	–	–	–
ТА-15-2М	18,75	15,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-16-2М	20,0	16,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-20-2М	25,0	20,0	0,8	6,3 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТА-120-2	150,0	120,0	0,8	10,5	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 2-3. Основные технические данные турбогенераторов с косвенным и непосредственным водородным охлаждением

Турбогенератор	Мощность полная, МВ·А	Мощность активная, МВт	cos φ	Напряжение статора, кВ	Номинальный ток статора, кА	Напряжение возбуждения, В	Номинальный ток ротора, А	К. п. д. при номинальной нагрузке, %	Маховый момент ротора, т·м^2	Давление водорода в корпусе, 10^{-5} Па	Критическая частота вращения ротора, об/мин	Тип возбудителя
ТВ-50-2	62,5	50	0,8	10,5	3,44	224	640	98,7	13,5	0,05	1455	ВТ-170-3000
ТВ2-30-2	37,5	30	0,8	6,3 10,5	3,44 2,06	236	468	98,3	5,0	0,05	930	ВТ-120-3000
ТВ-60-2	75,0	60	0,8	10,5	4,125	239	717	98,55	13,5	1,0–2,0	1320	ВТ-170-3000
ТВ2-100-2	117,5	100	0,85	13,8	4,925	319	648	98,7	21,0	0,05	1167	ВТ-300-3000
ТВ2-150-2	166,5	150	0,9	18	5,350	427	670	98,9	33,5	0,7	970	ВТ-300-3000
ТВС-30	37,5	30	0.8	6.3 10.5	3,440 2,060	224 222	465 460	98,3	5,3	0,5–0,7	1650	ВТ-120-3000 ВТ-170С-3000
ТВФ-60-2	70,0 75,0	60	0,85 0,8	6,3 10,5	6,850 4,120	230 200	1700 1500	98,5	8,85	2,0	1640 4250	ВТ-450-3000
ТВФ-100-2	117,5	100	0,85	10,5	6,475	270	1605	98,5	13,0	2,0 3,0	1500 3820	ВТ-450-3000
ТВФ-63-2	78,75	63	0,8	6,3 10,5	7,210 4,330	200 182	1450 1330	98,4	9,7	3,0	1510	ВТ-450-3000
ТВФ-63-2Е	78,75	63	0,8	6,3 10,5	7,220 4,330	212 203	1840 1780	98,36	5,5	3,0/2,0	1330	СТС
ТВФ-110-2Е	137,5	110	0,8	10,5	7,56	293	1742	98,48	11,6	3,0/2,0	1540	СТС
ТВФВ-110-2	137,5	110	0,8	13,8	5,75	280	1700	98,5	3,45	3,0/2,5	1350	СТС
ТВФ-120-2	141,2	120	0,85	10,5	7,760	296	1830	98,4	13,0	2,5 3,5	1500 4430	ВГТ-450-500
ТГВ-200	235,0	200	0,85	15.75	8.630	420	1880	98,6	26,5	3,0	1530	ВТ-99/47-7 (ВТ-174)
ТГВ-300	353,0	300	0,85	20.0	10,200	420	3050	98,7	31,0	3,0	1280	ВТ-16000-А

Таблица 2-4. Основные технические данные турбогенераторов с непосредственным водородно-водяным охлаждением и водо-масляным охлаждением

Турбогенератор	Мощность полная, МВ·А	Мощность активная, МВт	Cos φ	Напряжение статора, кВ	Номинальный ток статора, кА	Напряжение возбуждения, В	Номинальный ток ротора, А	К. п. д. при номинальной нагрузке, %	Маховый момент ротора, т·м^2	Давление водорода в корпусе, 10^{-5} Па	Давление дистиллята в обмотке статора, 10^{-5} Па	Критическая частота вращения, об/мин	Тип возбудителя, системы возбуждения
Серии ТВВ и ТГВ													
ТВВ-165-2	176,5	150	0,85	18,0	5,670	370	2020	98,6	17,8	3	3	1350 3350	ВГТ-2500-500
ТВВ-200-2А	235,0	200	0,85	15,75	8,625	300	2540	98,6	21,1	3	3	1370 3400	ВГТ-2700-500
ТВВ-220-2А	259,0	220	0,85	15,75	9,49	370	–	98,6	21,1	3–3,5	3	1370 3400	ВГТ-2700-500
ТВВ-320-2	353,0	300	0,85	20,0	10,200	447	2900	98,6	29,8	3,5–4	3	900 2600	ВГТ-4500-500
ТВВ-500-2	588,0	500	0,85	20,0	17,0	540	3530	98,7	40,0	4,5–5	4	950 2400	ВГТ-5000-500
ТВВ-800-2	889,0	800	0,9	24,0	21,4	–	–	–	–	5–5,4	4,5–5	–	СТН-670-4200
ТВВ-1000-2	1111,0	1000	0,9	24,0	26,73	400	7600	98,75	–	5	4,5	700 1950	СБД-430-7800
ТВВ-1000-4	1111,0	1000	0,9	24,0	26,73	435	7000	98,7	–	5	4,5	1170	СБД-470-7000
ТГВ-200М	235,0	200	0,85	15,75	8,625	420	1890	98,6	25,0	3	5,5	1330	ВТ-99/ 47-7 (ВТ– 174)
Серия ТВМ													
ТВМ-160-2	188,2	160	0,85	18	6,03	166	3680	98,8	25,4	1,0[1]	8,0[2]	1340 3540	СТС
ТВМ-220-2	259,0	220	0,85	15,75	9,48	–	–	98,8	–	1,1[1]	–	–	То же
ТВМ-320-2	376,5	320	0,85	20	10,87	290	4600	98,8	32	1,8[1]	10[2]	920 2610	То же
ТВМ-500-2	588,2	500	0,85	36,75 20	9,24 16,98	410 400	5600 5400	98,85	39	1,5[1]	9,3[2]	886 2600	То же

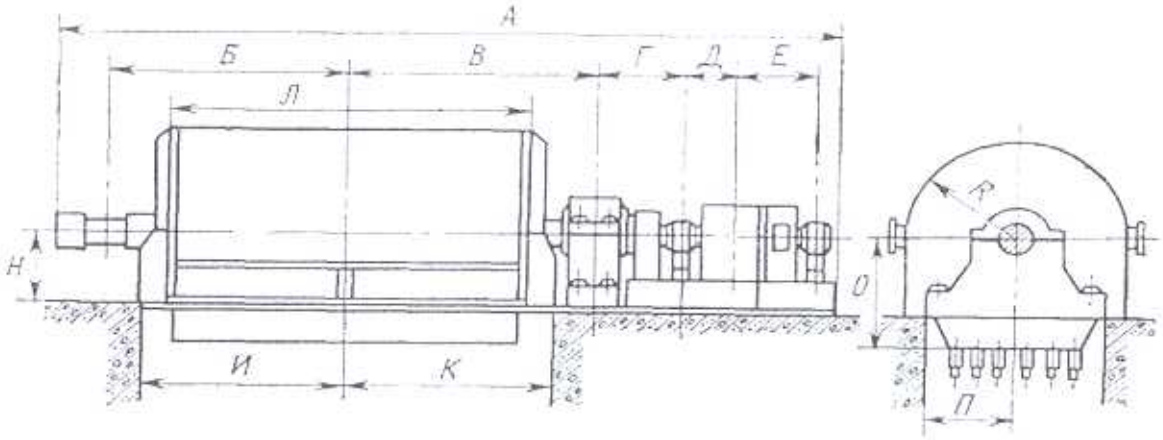
[1] Перепад давления масла в статоре, 10^{-5} Па; [2] Перепад давления дистиллята в роторе, 10^{-5} Па

Таблица 2-5. Расчетные значения индуктивных сопротивлений, постоянных времени и емкости статорных обмоток турбогенераторов различных типов

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Индуктивные сопротивления					Постоянные времени, с							Емкость обмотки (три фазы), мкФ
		$X''d$ отн. ед.	$X'd$, отн. ед.	x_d отн. ед.	x_q отн. ед.	x_0, Ом	T_{do}	T'_{d3}	T'_{d2}	T'_{d1}	T''_d	T_a	T_{a1}	
Т2-6-2	3,15	12	17	165	14,7	6,7	7,1	0,73	1,26	1,47	0,092	0,125	0,105	0,15
Т2-12– 2	6,3	11,5	17,5	187	14,0	5,5	8,0	0,75	1,25	1,44	0,094	0,159	0,127	0,30
	10,5	13,1	20,0	208	16,0	7,3	7,9	0,76	1,27	1,48	0,095	0,172	0,140	0,24
Т2-25-2	6,3	12,8	20,3	195	15,6	8,0	10,2	1,06	1,72	2,04	0,133	0,208	0,174	0,57
	10,5	13,1	21,6	213	16,0	5,6	10,0	1,02	1,64	1,84	0,127	0,216	0,169	0,46
Т2-50-2	10,5	12,8	19,0	173	15,6	5,3	11,6	1,27	2,1	2,40	0,160	0,270	0,210	0,72
ТВ-50-2	10,5	13,5	30	184	16,5	5,6	11,6	1,26	2,12	2,4	0,158	0,265	0,207	0,72
ТВ2-30-2	6,3	14,8	24	234	17,9	9,5	10	1,02	1,66	1,64	0,127	0,197	0,166	0,57
	10,5	15,8	25,7	255	18,5	6,7	10	1,05	1,63	1,82	0,131	0,208	0,165	0,46
ТВ-60-2	10,5	13,2	24,2	220	19,1	6,7	11,7	1,29	2,13	2,39	0,161	0,258	0,202	0,72
ТВ2-100-2	13,8	13,8	20,3	180	16,8	8,2	13	1,46	2,4	2,9	0,18	0,38	0,32	1
ТВ2-150-2	18	12,2	18	149	14,9	6,6	11,9	1,44	2,7	2,76	0,18	0,422	0,345	0,96
ТВС-30	6,3	14,3	24,0	245,3	17,4	6,6	10,3	0,98	1,62	1,82	0,122	0,2	0,165	0,48
	10,5	15,2	25,7	264,2	18,5	7,2	10,1	1,02	1,65	1,86	0,128	0,213	0,169	
ТВФ-60-2	6,3	22,4	33	196	27,4	5,5	4,7	0,79	1,27	1,36	0,098	0,338	0,237	0,614
	10,5	17,6	27,1	218	21,5	7,7	6,5	0,80	1,32	1,48	0,101	0,3	0,231	0,522
ТВФ-100-2	10,5	18,30	28,3	179,5	22,3	9,5	6,2	0,97	1,56	1,76	0,121	0,417	0,337	0,72
ТВФ-120-2	10,5	18,30	28,3	179,5	22,3	9,5	6,2	0,97	1,56	1,76	0,121	0,417	0,337	0,72
ТГВ-200	15,75	19	27,0	185	23,2	8,3	6,53	0,965	1,59	1,78	0,121	0,467	0,366	0,4 (одна фаза)
ТГВ-300	20,0	19,6	28	192	24	9	6,65	0,97	1,53	1,72	0,121	0,44	0,332	0,43 (одна фаза)
ТВВ-165-2	18,0	21	31	171	25,5	10,5	5,1	0,9	1,44	1,63	0,113	0,406	0,327	0,465
ТВВ-200-2А	15,75	18,0	27	210	22,0	10,0	7	0,9	1,50	1,70	0,10	0,30	0,24	0,690
ТВВ-220-2А	15,75	19,7	29	232	24,0	11,0	7,0	0,91	1,49	1,68	0,11	0,32	0,28	0,690
ТВВ-320-2	20,0	17,3	26	170	21,0	8,7	6	0,91	1,47	1,66	0,114	0,367	0,295	0,912
ТВВ-500-2	20,0	24,2	35,5	256	29,5	14,1	9,2	1,28	2,1	2,43	0,03	0,34	0,28	0,76
ТВВ-1000-2	24,0	26,9	38,2	284	32,8	14,2	9,9	1,3	2,2	2,5	0,022	0,33	0,27	0,59
ТВВ-1000-4	24,0	31,8	45,2	235	38,8	15,8	9,2	1,8	2,8	3,2	0,022	0,33	0,27	1,15
ТГВ-200М	15,75	20,4	31	186,2	24,9	9,23	6,87	1,14	1,82	2,03	0,143	0,346	0,274	0,312(одна фаза)
ТФП-36-2	10,5	0,128	0,205	2,43	0,15	0,104	9,85	0,83	1,37	1,7	0,04	0,24	0,2	

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Индуктивные сопротивления					Постоянные времени, с							Емкость обмотки (три фазы), мкФ
		$X''d$ отн. ед.	$X'd$, отн. ед.	x_d отн. ед.	x_q отн. ед.	x_0 Ом	T_{do}	T'_{d3}	T'_{d2}	T'_{d1}	T''_d	T_a	T_{a1}	
ТЗФГ-160-2М	15,75	0,135	0,185	2,46	—	0,1	17,8	1,34	2,28	2,86	—	—	0,33	
ТФГ-160-2	15,75	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
ТФП-160-2	15,75	0,153	0,223	2,53	—	0,12	14	1,23	2,1	2,6	0,03	—	0,47	
Т-6-2	10,5	0,087	0,147	2,229	0,106	0,041	6,317	0,417	0,686	0,784	0,02	0,1	0,08	0,18
Т-16-2	10,5	0,165	0,235	2,389	0,202	0,102	8,276	0,815	1,396	1,656	0,02	0,244	0,204	0,22
	6,3	0,153	0,217	2,212	0,187	0,094	8,276	0,815	1,396	1,656	0,02	0,244	0,204	
ТФ-32-2	10,5	0,144	0,223	2,483	0,176	0,116	8,876	0,797	1,332	1,649	0,02	0,347	0,307	0,45
	6,3	0,134	0,206	2,299	0,163	0,108	8,876	0,797	1,332	1,649	0,02	0,347	0,307	То же
ТФ-63-2	10,5	0,14	0,196	2,398	0,158	0,09	11,13	0,912	1,546	1,872	0,02	0,468	0,4	0,71
	6,3	0,13	0,182	2,22	0,147	0,084	11,37	0,932	1,58	1,913	0,02	0,468	0,401	То же
ТФ-110-2	10,5	0,179	0,26	1,989	0,218	0,11	9,5	1,244	2,062	2,415	0,02	0,567	0,473	0,74
ТВФ-63-2Е	10,5	0,205	0,308	2,26	0,25	0,106	5,86	0,8	1,303	1,487	0,1	0,315	0,26	0,5
	6,3	0,192	0,287	2,089	0,234	0,1	6,04	0,83	1,35	1,55	0,1	0,403	0,326	То же
ТВФ-110-2Е	10,5	0,189	0,271	2,037	0,23	0,106	6,702	0,892	1,482	1,716	0,111	0,405	0,332	0,7
ТВФВ-110-2	13,8	0,158	0,229	1,818	0,192	0,092	6,34	0,798	1,328	1,546	0,02	0,468	0,386	1,0
ТВМ-160-2	18	0,198	0,294	1,995	0,241	0,09	7,24	1,07	1,73	1,95	0,02	0,31	0,245	0,33
ТВМ-320-2	20	0,224	0,35	2,324	0,274	0,13	6,76	1,02	1,62	1,87	0,127	0,525	0,42	0,6
ТВМ-500-2	36,75	0,261	0,401	2,43	0,319	0,13	7,1	1,17	1,86	2,1	0,14	0,44	0,355	0,5
	20	0,234	0,363	2,28	0,286	0,129	7,73	1,228	1,952	2,228		0,468	0,382	То же

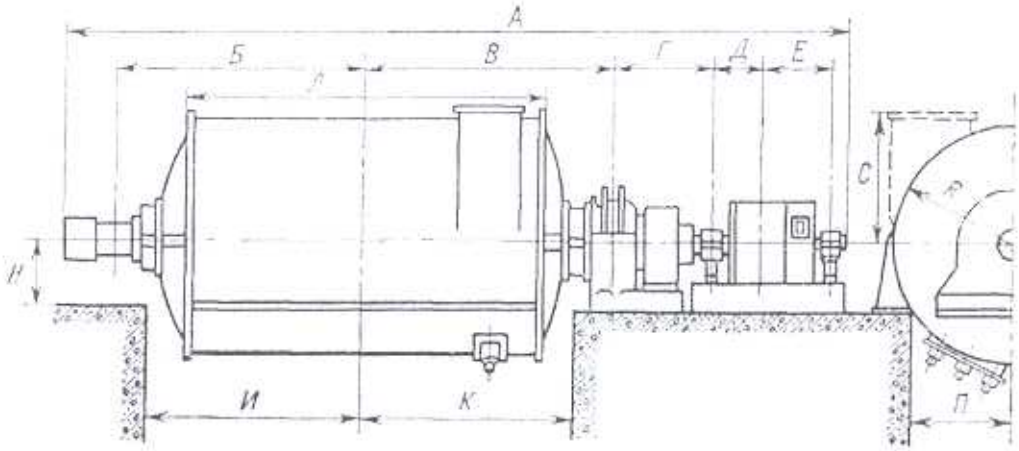
Таблица 2-6. Основные размеры турбогенераторов серии Т2, мм



Турбогенератор	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*И*	*К*	*Л*	*Н*	*О*	*П*	*R*
Т2-6-2	5711 (5780) [1]	1750 (1965)	1950	531 (430)	360	610	1475	1475	2540 (2536)	650	1050 (1046)	850	1050 (1060)
Т2-12-2	6724 (6558)	2327,5	2327,5	531 (430)	360	610	1900	1900	3583 (3320)	650	1125 (1121)	900	1130
Т2-25-2	8655	2888	2697	900	460	890	2435	2435	4340	750	1260	1000	1255
Т2-50-2	17500	3300	3450	1390	550	1070	2925	2925	3910	920	1650	1350	1665

[1] В скобках указаны размеры турбогенераторов ЛТГЗ

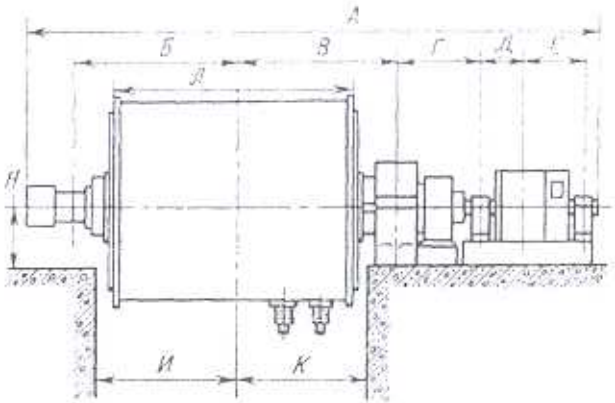
Таблица 2-7.Основные размеры турбогенераторов серий ТВ, ТВ2, ТВС, мм



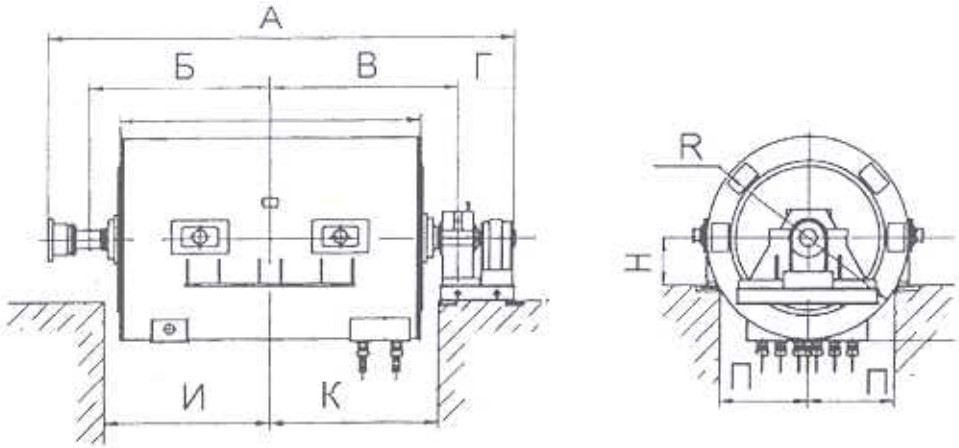
Турбогенератор	А	Б	В	Г	Д	Е	И	К	Л	Н	П	R	С
ТВ-50-2	10800	3388	3390	1395	555	1070	3000	3000	5240	920	1700	1965	–
ТВ2-30-2	9895	3275	3175	1000	555	1070	2750	2750	4700	750	1550	1615	1580
ТВ-60-2	10800	3388	3390	1395	555	1070	3000	3000	5250	920	1770	2480	–
ТВ2- 100-2	13255	4275	4275	1680	600	1420	4050	4050	7400	920	1850	2050	1500
ТВ2-150-2	14520	4900	4800	1690	600	1420	4580	4580	8460	920	2040	2231,5	2040
ТВС-30	9060	2850	2770	1000	555	1070	2570	2568 2470[1]	4840	750	1550	1760	1315

[1] Для турбин ВТ-25, ВПТ-25, ВК-25.

Таблица 2-8. Основные размеры турбогенераторов серии ТВФ, мм



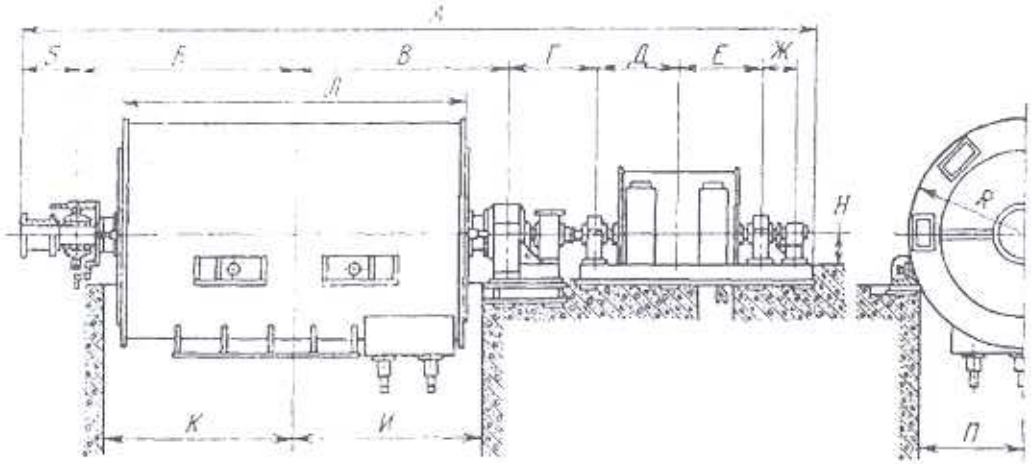
а) Машинный возбудитель



б) Бесщеточный возбудитель

Турбогенератор	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*И*	*К*	*Л*	*Н*	*П*	*R*	рисунок
ТВФ-60-2	10305	3000	3000	1400	650	1170	2700	2760	4730	920	1700	1875	а
ТВФ-63-2	10305	3090	3000	1400	650	1170	2700	2700	4880	920	1650	1800	а
ТВФ-100-2	10950	3350	3385	1400	650	470	3080	3080	5500	920	1800	1980	а
ТВФ-120-2	11324	3350	3385	1400	800	900	3080	3080	5500	920	1800	1980	а
	А	*Б*	*В*	*Г*			*И*	*К*	*Л*	*Н*	*П*	*R*	
ТВФ-63-2Е	7580	2845	2845	1065			2550	2550	4680	920	1600	1759	б
ТВФ-110-2Е	8457	3250	3285	1097			2955	3000	5300	920	1700	1880	б
ТВФВ-110-	8957	3500	3535	1097			3205	3250	5800	920	1700	1920	б

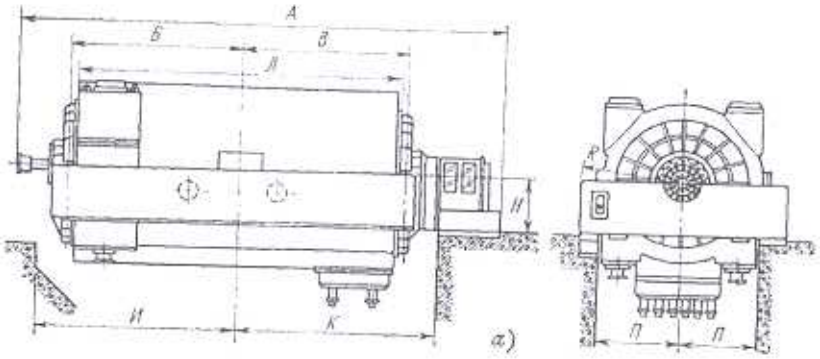
Таблица 2-9. Основные размеры турбогенераторов серии ТВВ, мм

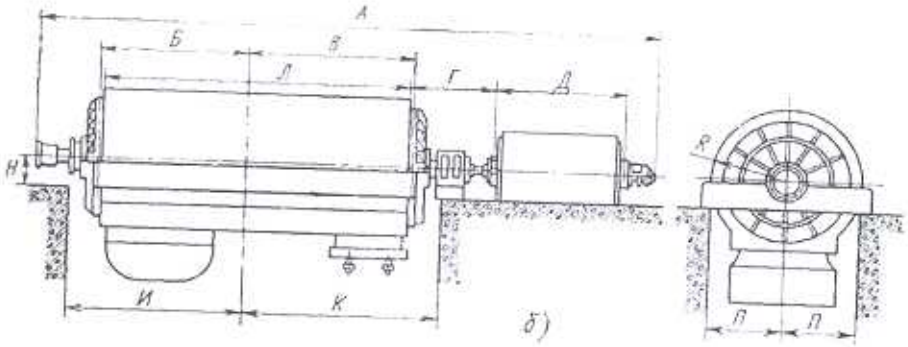


Турбогенератор	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	И	К	Л	Н	П	R
ТВВ-165-2	14205	940	3600	1610	1450	1450	600	3300	3300	6000	920	1800	1980
ТВВ-200-2А	13900	860	3850	1610	1450	1450	600	3550	3550	6580	920	1800	1980
ТВВ-220-2А	14375	860	3850	1610	1450	1450	830 (600)	3550	3550	6580	920	1800	1980
ТВВ-320-2	16955	870	4850	1680	1700	1700	830 (600)	4400	4630	8620	920	2150	2050[1]
ТВВ-800-2	20300	1015	5890	2305	1800	2150							

[1] Средняя часть.

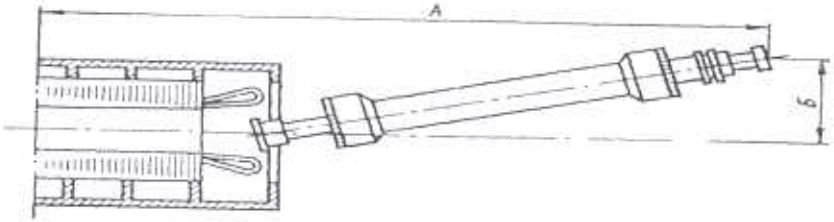
Таблица 2-10. Основные размеры турбогенераторов серии ТГВ, мм





	Турбогенератор	А	Б	В	Г	Д	И	К	Л	Н	П	R
(а)	ТГВ-200	11946	4050	4050	–	–	4740	4860	7700	920	1930	2356
(а)	ТГВ-200М	11666	4050	4050	–	–	4740	4860	7720	920	1880	2356
(б)	ТГВ-300	16960	4250	4500	2320	3430	4925	5300	8670	920	1950	2075

Таблица 2-11. Установочные размеры вывода роторов турбогенераторов, мм



Размер	Т2-6-2	Т2-12-2	Т2-25-2	Т2-50-2	ТВ-50-2	ТВ2-30-2	ТВ-60-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВС-30	ТВФ-60-2	ТВФ-63-2	ТВФ-100-2	ТВФ-120-2	ТГВ-200	ТГВ-200М	ТГВ-300	ТВВ-200-2А	ТВВ-220-2А	ТВВ-165-2	ТВВ-320-2
А	5300	6300	8000	11500	11500	9000	11500	12500	14000	8300	8700	8700	9500	9500	13000	13000	14400	13060	13060	11000	16310
Б	2700	3300	3000	5500	5500	3000	5500	5500	6000	2900	4500	4500	5000	5000	6750	6750	5500	–	–	5000	–

Таблица 2-12. Массы генераторов, их отдельных узлов и деталей, т

Узлы и детали	Т2-6-2	Т2-12-2	Т2-25-2	Т2-50-2	ТВ-50-2	ТВ2-30-2	ТВ-60-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВФ-60-2	ТВФ-100-2	ТВФ-120-2	ТВВ-165-2	ТВВ-220-2А	ТВВ-320-2	ТВС-30	ТГВ-200	ТГВ-200М	ТГВ-300	ТВМ-500
Генератор в сборе	31	42,7	69,5	125	154	95	154	240	320	138	177	177	222	265	381	90	289	256	364	331,6
Статор (монтажная масса)	18,8	26,7	46,0	80,0	93	65	93	178	242	79	113	113	150	170	203[1)]	65	215	170	266	244
Статор обмотанный	15,8	24,5	41,5	81,6	90,6	56,0	91,7	153	203	76	111	111	147	166	196	53,2	200	169	254	238,1
Стержень обмотки статора	0,014	0,02	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,082	0,093	0,072	0,072	0,082	0,10	0,072	0,118	0,035	0,146	0,13	0,165	–
Полущит наружный	0,28	0,28	0,26	0,60	1,17	0,60	1,4	1,46	1,83	1,54	2,1	2,1	2,15	2,15	2,2	0,56	5,75	5,75	5,18	–
Ротор в сборе	6,6	9,7	17,5	30,9	30,9	17,5	29,8	46,0	58,6	24,2	29,8	30,8	34,6	42,2	55,0	16,2	48,1	48,1	56	63,28
Катушка обмотки ротора (наибольшая)	0,10	0,11	0,17	0,29	0,29	0,18	0,29	0,40	0,46	0,13	0,20	0,20	0,23	0,25	0,32	0,18	0,17	0,17	0,33	–
Бандажное кольцо ротора	0,25	0,32	0,52	1,23	1,23	0,52	1,23	1,16	1,38	0,56	0,96	0,96	0,96	1,0	1,00 (1,06)	0,46	1,56	1,56	1,51	1,715
Центрирующее (упорное) кольцо	0,11	0,12	0,43	0,21	0,21	0,13	0,21	0,17	0,19	0,20	0,22	0,2	0,22	0,103	0,10 (0,19)	0,13	0,2	0,2	0,2	0,17
Вентилятор (компрессор)	0,04	0,08	0,10	0,13	0,13	0,10	0,13	0,42	0,42	0,35	0,42	0,42	0,43	0,48	0,48	0,11	0,3	0,3	0,3	–
Полумуфта	0,1	0,14	0,31	0,86	0,86	0,31	0,86	0,80	0,86	0,86	0,85	0,85	0,80	0,79	0,88	0,31	0,86	0,86	0,93	–
Контактные кольца в сборе	0,07	0,08	0,12	0,12	0,12	0,12	0,15	0,15	0,15	0,21	0,22	0,22	0,29	0,24	0,32	0,12	0,26	0,26	0,29	–
Корпус опорного подшипника (без крышки и вкладыша)	0,52	0,52	1,52	4,70	4,70	1,70	5,30	7,00	7,00	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	8,15	1,72	0,55	0,55	0,77	–
Вкладыш опорного подшипника	0,13	0,15	0,20	0,68	0,89	0,19	0,68	0,69	0,80	0,54	0,58	0,58	0,57	0,57	0,52	0,21	0,6	0,6	0,64	–
Крышка корпуса опорного подшипника	0,12	0,12	0,22	1,34	1,34	0,20	1,25	1,75	1,75	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,75	0,21	0,55	0,55	0,61	–

Узлы и детали	Т2-6-2	Т2-12-2	Т2-25-2	Т2-50-2	ТВ-50-2	ТВ2-30-2	ТВ-60-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВФ-60-2	ТВФ-100-2	ТВФ-120-2	ТВВ-165-2	ТВВ-220-2А	ТВВ-320-2	ТВС-30	ТГВ-200	ТГВ-200М	ТГВ-300	ТВМ-500
Газо-, воздухоохладитель генератора (одна секция)	0,60 1,1[2]	0,85 2,7[2]	1,17	0,89	1,12	1,02	1,12	1,35	1,97	0,95	0,94	1,04	1,33	1,43	1,99	0,89	2,33	2,33	1,39	–
Корпус уплотнения вала ротора (в сборе)	–	–	–	–	0,49	0,22	0,35	0,46	0,50	0,50	0,50	0,50	0,26	0,26	0,33	0,23	0,18	0,18	0,18	–
Вкладыш уплотнения вала	–	–	–	–	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,06	0,06	0,07	0,04	0,05	0,05	0,05	–
Траверса щеточная	0,02	0,02	0,20	0,30	0,30	0,20	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,52	0,22	1,99	1,52	1,79	–
Возбудитель с рамой (монтажная масса)	1,1 1,45[2]	1,20 1,94[2]	2,75	5,15	5,15	2,75	5,15	5,84	5,84	6,7	6,7	6,7[2] 8,8	26,0	26,0	32,0	2,75[2] 5,15	30,1[3]	35,75[3]	63,0[3]	–
Статор возбудителя	0,2	0,2	1,1	1,7	1,7	1,1	1,7	2,1	2,1	2,4	2,4	3,8	11,7	11,5	14,8	1,1 1,7[2]	4,9	5,85	12,3	–
Якорь (ротор) возбудителя	0,24	0,25	0,39	0,76	0,76	0,39	0,76	0,88	0,88	1,46	1,46	1,95	7,8	7,8	9,18	0,39[2] 0,76	3,59	3,81	6,59	–
Воздухоохладитель возбудителя	–	–	0,1	0,12	0,12	0,1	0,12	0,10	0,10	0,16	0,16	0,18	0,32	0,32	0,35	0,12	0,66	0,66	0,81	–
Подвозбудитель (в сборе)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,65	0,65	0,65	0,65	–	–	–	–	–
Ротор подвозбудителя	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,3	0,3	0,3	0,3	–	–	–	–	–
Цилиндр маслоотделительный																				2,48
Подшипник в сборе																				1,25

[1] Без концевых частей, масса одной концевой части 24 т.

[2] Масса ранее выпущенных модификаций.

[3] Автономный агрегат. Необходимо учитывать, что у отдельных турбогенераторов в связи с выпуском их на разных заводах, разными сроками изготовления и технологическими изменениями могут быть отклонения некоторых параметров и размеров.

Таблица 2-13. Турбогенераторы серии ТВВ (в т.ч. единая серия и генераторы для атомных станций)

Тип турбогенератора	ТВВ-160-2Е	ТВВ-220-2Е	ТВВ-220-2А	ТВВ-320-2Е	ТВВ-350-2Е	ТВВ-500-2Е	ТВВ-500-2	ТВВ-800-2Е	ТВВ-1000-2	ТВВ-1000-4	ТВВ-1200-2
Активная мощность, МВт	160,0	220,0	220,0	320,0	350,0	500,0	500,0	800,0	1000,0	1000,0	1200,0
Полная мощность, МВ·А	188,2	259,0	259,0	376,0	411,8	588,2	588,0	889,0	1111,0	1111,0	1333,0
Коэффициент мощности	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9	0,9	0,9
Напряжение, кВ	18,0	15,75	15,75	20,0	20,0	20,0	20,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Частота вращения, мин$^{-1}$	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	1500	3000
КПД, %	98,5	98,6	98,6	98,75	98,75	98,75	98,7	98,8	98,75	98,75	98,8
Общая масса генератора, т	165	220	220	257	322	340	356	538	541	667	610
Масса ротора, т	31	42,2	41,8	48,3	55	62,7	65	84	86,5	156	154
Масса статора без концевых частей, т	115	170	170	183,3	207	211	225	322	322	333	410
Масса концевой части статора	–	–	4,0 (щит наружный)	–	–	–	30,0	–	33,0	33,0	–
Масса подшипника с фундаментной плитой	–	–	9,5	–	–	–	14,5	–	14,96	30,0	–
Масса газоохладителя	–	–	1,415	–	–	–	2,23	–	3,14	2,73	–
Масса вывода концевого	–	–	0,085	–	–	–	0,127	–	0,125	0,125	–

Таблица 2-14. Турбогенераторы серии ТЗВ и ТЗВА

Тип турбогенератора	ТЗВ-63-2	ТЗВ-110-2	ТЗВ-160-2	ТЗВ-220-2	ТЗВ-320-2	ТЗВ-800-2	ТЗВА-110-2	ТЗВА-160-2	ТЗВА-220-2	ТЗВА-320-2
Активная мощность, МВт	63,0	110,0	160,0	220,0	320,0	800,0	110,0	160,0	220,0	320,0
Полная мощность, МВ·А	78,75	137,5	188,2	258,8	376,5	888,9	115,8	168,4	231,6	336,8
Коэффициент мощности	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,95	0,95	0,95	0,95
Напряжение, кВ	10,5	10,5	15,75	15,75	20,0	24,0	10,5	15,75	15,75	20,0
Ток статора, кА	4,33	7,6	6,9	9,5	10,87	21,4	6,37	6,17	8,49	–
Частота вращения, мин$^{-1}$	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
КПД, %	98,4	98,6	98,82	98,8	98,84	98,92	98,3	98,5	98,6	98,53
Общая масса генератора, т	100	192	233	233	268	495	196	–	243	288
Масса ротора, т	18,5	33,5	42,4	42,4	49,5	87	35,2	–	44	55
Масса статора, т	65	132	169	169	206	337	132	–	169,5	206

Таблица 2-15. Турбогенераторы серий Т, ТВФ и ТФ (сравнительные данные)

Тип турбогенератора	Воздушное косвенное охлаждение				Форсированное водородное охлаждение				Форсированное воздушное охлаждение								
	Т-6-2	Т-16-2	ТА-12-2	ТА-18-2	ТВФ-63-2Е	ТВФ-110-2Е	ТВФВ-110-2	ТВФ-120-2У3	ТФ-3-2	ТФ-25-4	ТФ-25-2	ТФ-36-2	ТФ-60-2	ТФ-110-2	ТЗФ-63-2	ТЗФ-110-2М	ТФ-160-2, ТЗФ-160-2М
Активная мощность, МВт	6,0	16,0	12,0	18,0	63,0	110,0	110,0	100	3,0	25,0	25,0	36,0	60,0	110,0	63,0	110,0	160,0
Полная мощность, МВ·А	7,5	20,0	15	22,5	78,75	137,5	137,5	125	3,75	27,78	37,5	45,0	75,0	137,5	78,75	137,5	188,2
Коэффициент мощности	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85
Напряжение, кВ	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5	13,8	10,5	6,3	10,5	10,5/6,3	10,5	10,5	10,5	10,5/6,3	10,5	15,75
Частота вращения, $мин^{-1}$	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	50	3000	1500	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
КПД, %	97,7	97,7	98,0	98,1	98,3	98,4	98,4	3000	95,5	97,5	97,5	98,0	98,2	98,4	98,3	98,4	98,54
Общая масса генератора, т	18	49	29,0	46,5	107,9	145,0	190,0	98,4	19	80	70	90	120	190	170	200	251
Масса ротора, т	5,3	9,5	–	–	19,4	29,0	34,0	177	5,1	28	16,1	18	24,5	38	–	–	45
Масса статора, т	8,8	30	–	–	68,5	102,0	143,5	30,8	10,1	30	38,5	47	67	135	–	–	169,4

2.2. Статоры турбогенераторов

Статор турбогенератора состоит из корпуса, наружных (торцевых) щитов и элементов системы охлаждения, в частности, газоохладителей (воздухоохладителей). Внутри корпуса закреплен сердечник с обмоткой в пазах.25 Система трубопроводов обеспечивает газо-, водо- и маслоснабжение. У турбогенераторов с воздушным охлаждением в корпусе статора установлен противопожарный трубопровод.

Корпус статора является сварной конструкцией, состоящей из обшивки, торцевых и поперечных стенок. Материал – листовая сталь марки Ст.3. К внутренним поперечным стенкам крепятся ребра-клинья (призмы) с выступами в виде «ласточкиного хвоста», на которых собраны сегменты активной стали (сердечник), стянутые с торцов нажимными плитами (кольцами). Обшивка имеет обычно цилиндрическую форму и вместе с внутренними поперечными стенками служит для разделения потоков охлаждающего газа (воздуха). Для установки на фундамент и крепления к нему на статоре имеются опорные лапы с отверстиями для фундаментных шпилек. Основные требования к корпусу – механическая прочность и жесткость, а для генераторов с водородным охлаждением – газоплотность и взрывобезопасность. К торцевым стенкам крепятся наружные щиты. В таблице 2-16 указаны толщины обшивок и стенок корпуса.

Таблица 2-16 .Толщина элементов корпуса статора, мм

Охлаждение генератора	Наружный диаметр обшивки	Обшивка	Торцевая стенка	Поперечная внутренняя стенка	Опорная лапа
Воздушное	1300 1700–2000 2250–3350	6 8 10–16	30–34 30–34 34–50	12–16 12–16 20–24	30–40 36–42 42–50
Водородное	До 3000 Свыше 3000	20 24	70–80 70–80	20 25–30	70 70

Подъемные и кантовочные приспособления в виде цапф крепятся к обшивке: для турбогенераторов малой мощности они вваривaются непосредственно в обшивку, у крупных генераторов крепятся болтами к площадкам, специально вваренным для этой цели в обшивку (рис. 2-1).

Для осмотра внутренних полостей турбогенераторов с водородным охлаждением в нижней части корпуса статора предусматривается люк, закрытый откидной крышкой с газоуплотняющей прокладкой (рис. 2-2). В обшивку герметичного корпуса статора вваривaются специальные фланцы для газоплотного вывода проводов теплоконтроля активных частей статора.

Сердечник активной стали статора представляет собой шихтованный плотно спрессованный цилиндр, состоящий из отдельных сегментов, с внутренним отверстием и пазами, в которые укладывается обмотка статора. Сегменты подразделяются на: основные (рис. 2-3), составляющие большую часть сердечника, вентиляционные, примыкающие к радиальным вентиляционным каналам, сегменты с укороченными зубцами, предназначенные для крайних пакетов сердечника, и нажимные сегменты с приклепанными нажимными пальцами.

Сегменты изготавливаются из кремнистой горячекатаной или холоднокатаной листовой стали толщиной 0,5 или 0,35 мм марок Э43, Э43А, Э330. Обозначения: Э – электротехническая сталь; первая цифра (4 или 3) – степень легирования стали кремнием; 4 – высоколегированная, 3 – повышенно-легированная; вторая цифра (3) –гарантированные электрические и магнитные свойства стали; третья цифра (0) – холоднокатаная сталь; А – особенно низкие удельные потери.

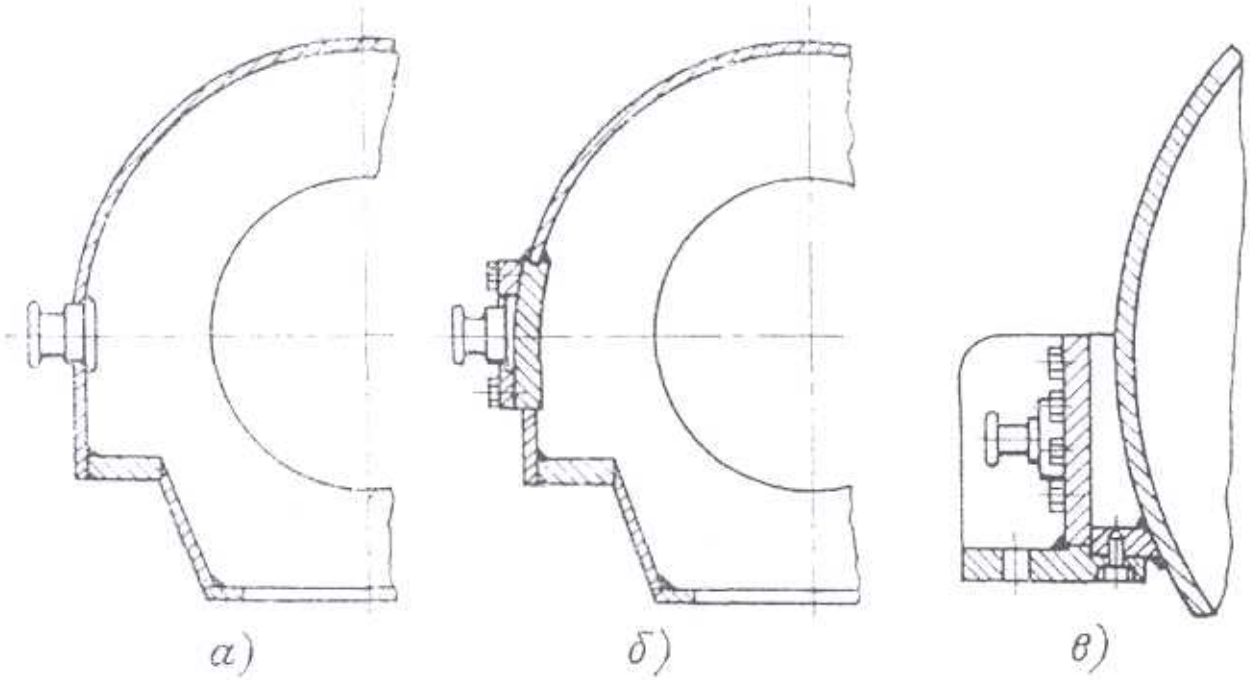


Рис. 2-1. Подъемные и кантовочные приспособления статора:
а–с цапфой, вавриваемой в статор; *б* – с цапфой, прикрепляемой болтами к статору; *в* – съемная опорная лапа статора

Рис. 2-2. Люк корпуса статора:
1 – основание люка; 2 – уплотнительная прокладка; 3 – крышка люка; 4 – болт; 5 – петля; 6 – ось; 7 – шплинт; 8 – проушина.

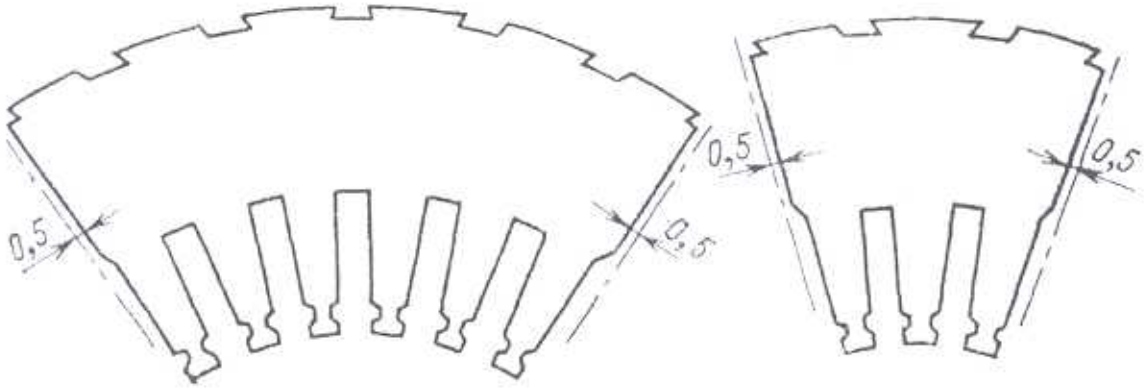


Рис. 2-3. Сегмент активной стали статора

По длине сердечник состоит из отдельных пакетов шириной 40–50 мм с разделяющими их вентиляционными каналами шириной 5–10 мм, которые образуются благодаря установке дистанционных распорок (рис. 2-4), изготовленных из стали марки Ст. 3 или из немагнитной стали. Сердечник удерживается от распушевки нажимными плитами (рис. 2-5) из немагнитной стали, стянутыми между собой гайками, навинченными на резьбовые части ребер (клиньев). Зубцовая зона поджимается дополнительно нажимными пальцами, установленными на каждом зубце крайнего листа активной стали между нажимными плитами и сегментами.

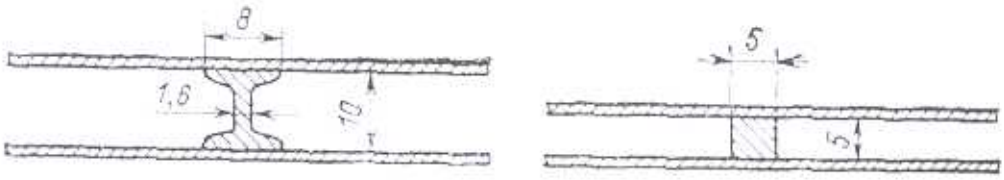


Рис. 2-4. Установка дистанционных распорок

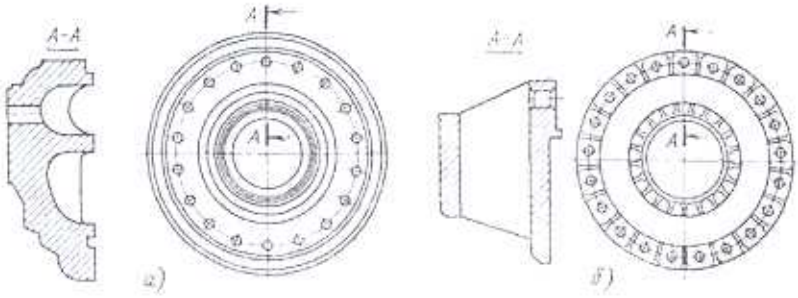


Рис. 2-5. Нажимная плита сердечника статора:
а) чугунная; *б)* стальная

Предотвращению распушевки активной стали в районе концевых пакетов способствует ступенчатая форма последних. На турбогенераторах мощностью 100 МВт и выше крайние пакеты склеиваются эпоксидными лаками. Для снижения нагрева крайних пакетов путем защиты их от полей рассеяния лобовых частей обмотки статора применяют экраны – толстые медные кольца – между нажимными плитами и сердечником, а для мощных генераторов – магнитные шунты – пакеты из электротехнической стали с сильно укороченными зубцами толщиной 20–30 мм, отделенные от основного сердечника дополнительными нажимными пальцами (рис. 2-6). Основные размеры сердечников приведены в табл. 2-17.

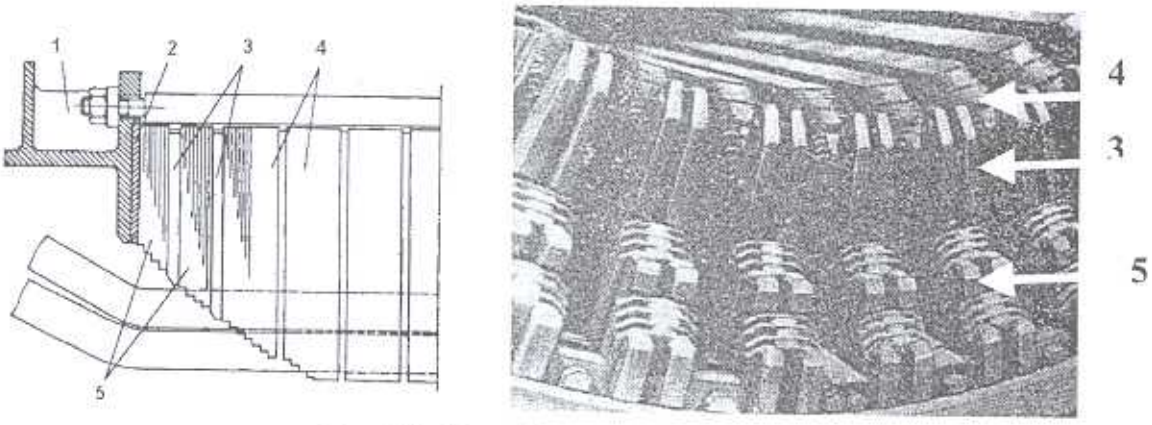
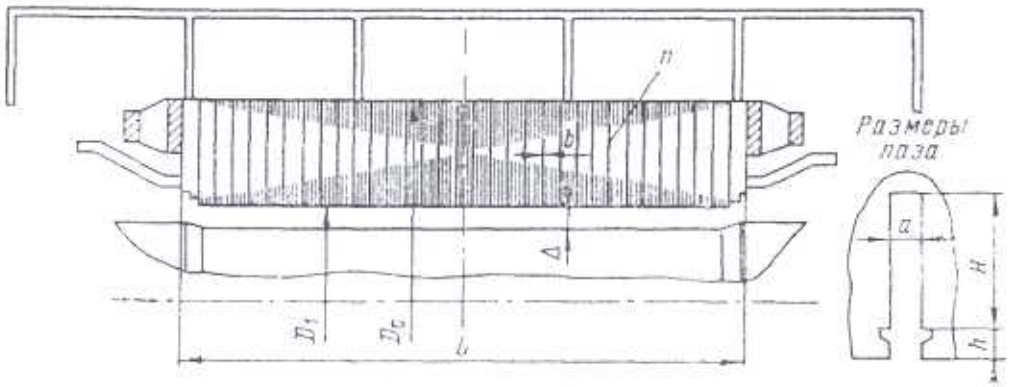


Рис. 2-6. Устройство магнитного шунта [26]:
1– нажимная плита, 2 – медный экран, 3 – нажимные пальцы, 4 – концевые пакеты сердечника, 5 – магнитный шунт

Таблица 2-17. Конструктивные данные сердечников статоров



Турбогенератор	Напряжение, кВ	D_1, мм	D_c, мм	b, мм	n	Толщина листа стали, мм	Марка стали	L, мм	Δ, мм	Число пазов	Размер паза $a x(H+h)$, мм
Т2-6-2	3,15	700	1480	10	27	0,5	Э41	1350	18	36	22,5x (111+35) [1] / 22,5x (115+20)
	6,3	700	1480	10	27	0,5	Э41	1350	18	36	22,5x (111+24) [1] / 22,5x (115+20)
Т2-12-2	6,3	770	1620	10	32/38	0,5	Э4А/Э41 [1]	1900	21	48	20,5x (113+22)
	10,5	770	1620	10	32	0,5	Э4А/Э41 [1]	1900	21	42	24x(140+20) [1] / 24x(142+18)
Т2-25-2	6,3	870	1800	10	55	0,5	Э4А	2700	28	60	19x (125+35)
	10,5	870	1800	10	55	0,5	Э4А	2700	28	54	23x (145+25)
Т2-50-2	10,5	1075	2240	10	64	0,5	Э4АА	3100	42,5	72	22x(147+38)
ТВ-50-2	10,5	1075	2240	10	64	0,5	Э330	3100	42,5	72	22x (147+38)
ТВ2-30-2	6,3	870	1800	10	55	0,5	Э4А	2700	28	60	19x (125+35)
	10,5	870	1800	10	55	0,5	Э4А	2700	28	54	23x(145+25)
ТВ-60-2	10,5	1075	2240	10	64	0,5	Э330	3100	42,5	72	22x(147+38)
ТВ2-100-2	13,8	1095	2330	10	100	0,5	Э4АА	5250	47,3	54	26,5x(186+44)
ТВ2-150-2	18	1200	2500	10	112	0,5	Э3АА	6250	62,5	54	32,8x(187+43)
ТВС-30	6,3 10,5	870	1800	10	55	0,5	Э42 Э320 Э310	2700	27	54	23x(146+24)
ТВФ-60-2	6,3	1075	2140	10	43	0,5	Э330	2800	72,5	48	27,7x(193+13)
	10,5	1030	2140	10	43	0,5	Э330	2800	50	72	20,4x(164+16)
ТВФ-100-2	10,5	1128	2375	10	51	0,5	Э330	3100	64	60	25,5x(201+22)
ТВФ-120-2	10,5	1128	2375	10	51	0,5	Э330	3100	64,5	60	25,5x(201,5+21,5)
ТВВ-165-2	18,0	1170	2480	10	63	0,5	Э330	3850	85	42	35,6x(216+25)
ТВВ-200-2	15,75	1235	2500	10	70	0,5	Э330	4300	80	30	50x(160+30)
ТВВ-200-2А	15,75	1215	2500	5	92	0,5	Э330	4200	70	60	28,4x(184+19)
ТВВ-320-2	20,0	1265	2590	5	131	0,5	Э330	6000	95	54	33x(203+22)
ТВВ-500-2	20,0	1315	2670	-	-	0,5	Э330	6300	95	48	37,3x221
ТВВ-800-2	24,0	1400	2950	10	152	0,5	Э330	7100	100	42	41x(202+20)
ТГВ-200	15,75	1275	2515	5	90	0,5	Э320	5000	100	60	38x(221+29)
ТГВ-200М	15,75	1275	2430	5	90	0,5	Э320	5000	100	30	50,8x(157+26)
ТГВ-300	20	1300	2680	5	116	0,5	Э330	5800	90	60	39,9x(158+22)
ТФП-36-2	10,5	870	1728	5/10	85	0,5		2750		48	
ТЗФГ-160-2М	15,75	1215	2710	10	–	–	Э413	4270	50	60	29,4x(189+14)
ТФГ-160-2	15,75	1215	2710	10	135	–	–	4270	50	60	28x(233+14)
ТФП-160-2	15,75	1215	2710	10	135	–	–	4270	50	60	28x(233+14)

[1] В числителе данные для турбогенераторов заводов «Электросила» и «Электротяжмаш», в знаменателе – для турбогенераторов ЛТГЗ.

Под действием значительных радиальных усилий от магнитного потока ротора и окружных электромагнитных сил сердечник деформируется и совершает колебания с двойной частотой сети. В местах закрепления сердечника в корпусе возникают усилия, передающие вибрации сердечника корпусу, которые тем больше, чем выше жесткость крепления сердечника к корпусу.

Чтобы снизить вибрацию корпуса на турбогенераторах мощностью свыше 120 МВт, снижают жесткость крепления сердечника в корпусе, применяя упругие (податливые) элементы крепления различного конструктивного исполнения (рис. 2-7).

Статорная обмотка турбогенератора представляет собой двухслойную стержневую петлевую обмотку, каждый стержень которой имеет два или четыре параллельных столбика элементарных проводников, транспонированных по длине стержня на 360°, а для мощных турбогенераторов на 540°. Обмотка турбогенераторов с косвенным охлаждением изготавливается из сплошных проводников марки ПДА и ПСД, соответственно, с асбестовой или стеклянной изоляцией. В стержнях обмоток с непосредственным охлаждением сплошные проводники чередуются с полыми из меди (серии ТВВ, ТЗВ) или изолированными от них трубками из нержавеющей стали (ТГВ-200 и ТГВ-300). Конструкция соединений стержней обмотки показана на рис. 2-8.

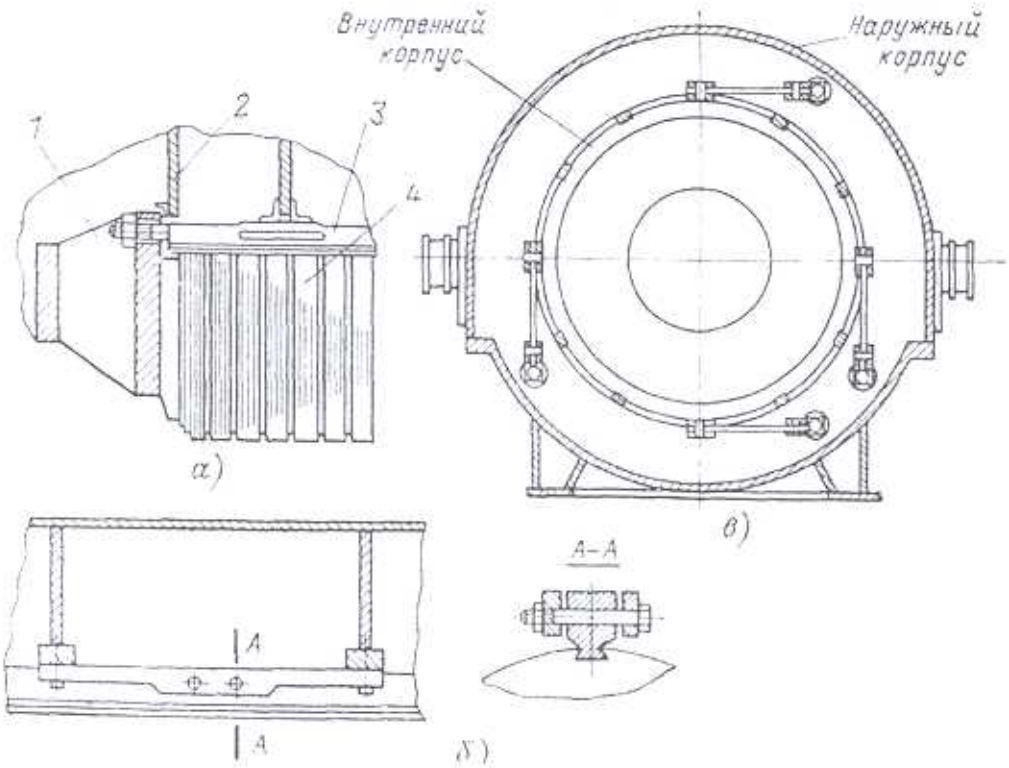


Рис. 2-7. Упругая подвеска сердечника в корпусе статора:
а – на упругих ребрах («Электросила»): 1 – нажимная плита; 2 – стенка статора; 3 – ребро статора с прорезями для повышения податливости в радиальном направлении; 4 – активная сталь; *б* – на пластинах («Электротяжмаш»); *в* – на тангенциальных подвесках

Основные обмоточные данные и схемы соединений обмоток приведены в табл. 2-18 и 2-19. Последовательность фаз и маркировка выводов показаны на рисунке к табл. 2-18.

Размеры поперечных сечений стержней в пазовой и лобовых частях приведены в табл. 2-18 и 2-20. Конструкция изоляции статорной обмотки определяется материалом корпусной изоляции стержней; составляющие компоненты изоляции показаны в таблицах 2-21 и 2-22.

Ширина нового стержня меньше ширины паза на величину технологического зазора, необходимого для укладки обмотки в пазы. В процессе эксплуатации термопластичная

(компаундированная) изоляция разбухает, вследствие чего технологический зазор ликвидируется, и такие стержни обычно плотно прилегают к стенкам пазов. С термореактивной изоляцией статорных обмоток этого не происходит. Поэтому во избежание повышенной вибрации стержня технологические зазоры между стенками паза и стержнем по всей длине паза должны быть обязательно заполнены после укладки стержней. Это делается прокладками из гофрированного полупроводящего стеклотекстолита СТЭФ-П, устанавливаемыми со стороны, на которую ротор набегает при вращении. Установка бокового уплотнения также желательна и для обмотки с термопластичной изоляцией, когда имеются боковые зазоры в пазах.

По высоте стержни обмотки уплотняются в пазах путем установки электроизоляционных прокладок. Заполнение пазов статора показано в табл. 2-23.

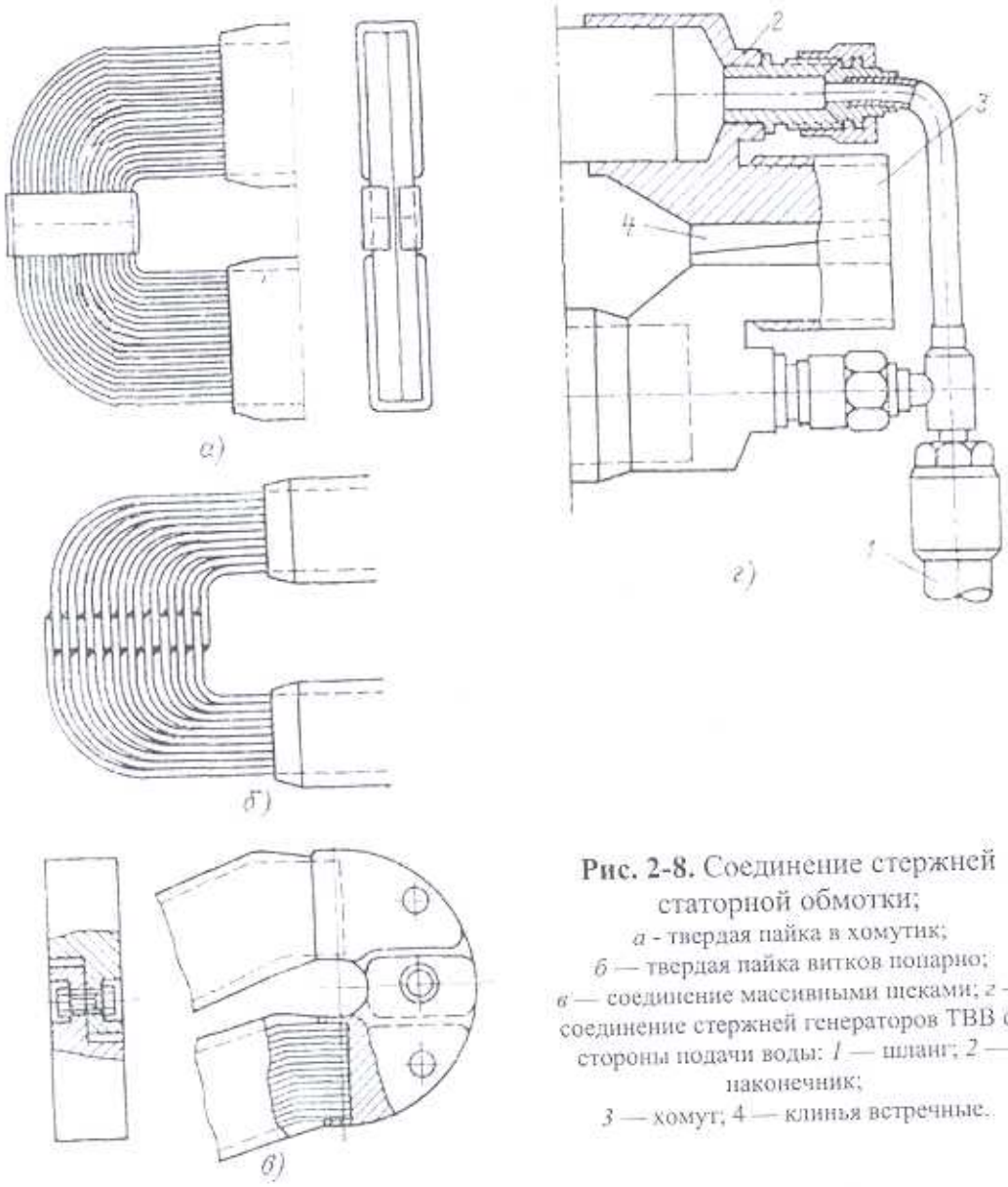
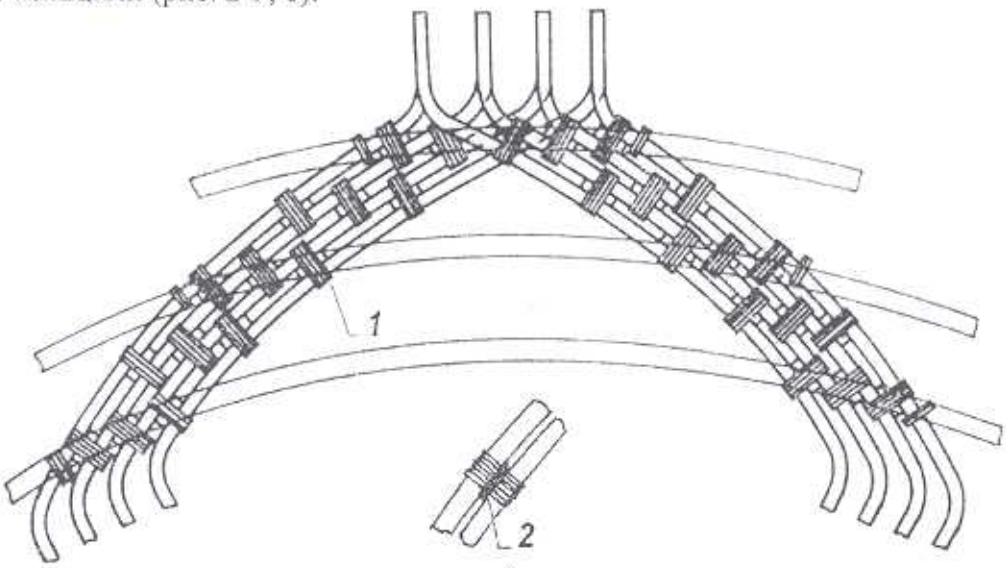


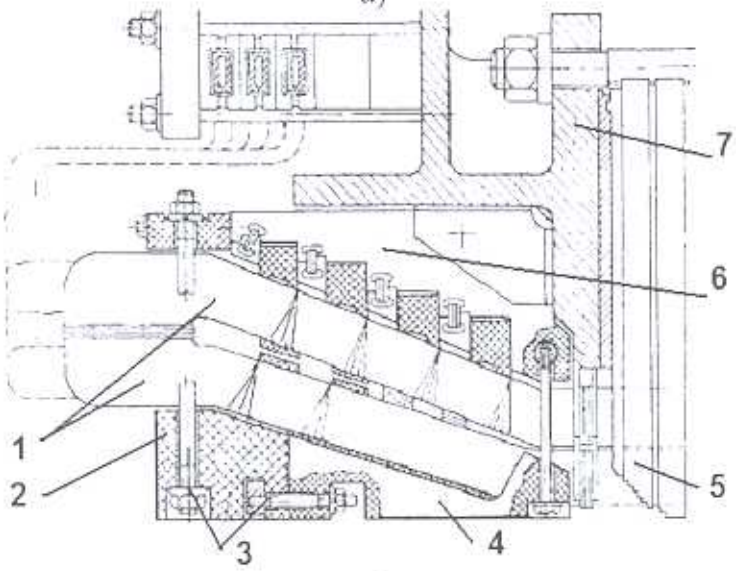
Рис. 2-8. Соединение стержней статорной обмотки;
а - твердая пайка в хомутик;
б — твердая пайка витков попарно;
в — соединение массивными щеками; *г* — соединение стержней генераторов ТВВ со стороны подачи воды: *1* — шланг; *2* — наконечник;
3 — хомут; 4 — клинья встречные.

В целях обеспечения электрической прочности корпусной изоляции в лобовых частях необходимо соблюдать размеры вылетов обмотки и расстояний ее от заземленных деталей и между элементами разноименных фаз обмотки. Основные размеры в лобовых частях обмотки указаны в табл. 2-24. Крепление лобовых частей статорной обмотки производится шнуровыми бандажами к бандажным кольцам и между собой (рис. 2-9, а).

Во избежание вибрации обмотки и ее деформации при электродинамических перегрузках лобовые части турбогенераторов большой мощности закрепляются также дополнительно нажимными изоляционными планками, колодками с винтовыми стяжками, распорными кольцами (рис. 2-9, б).



а)

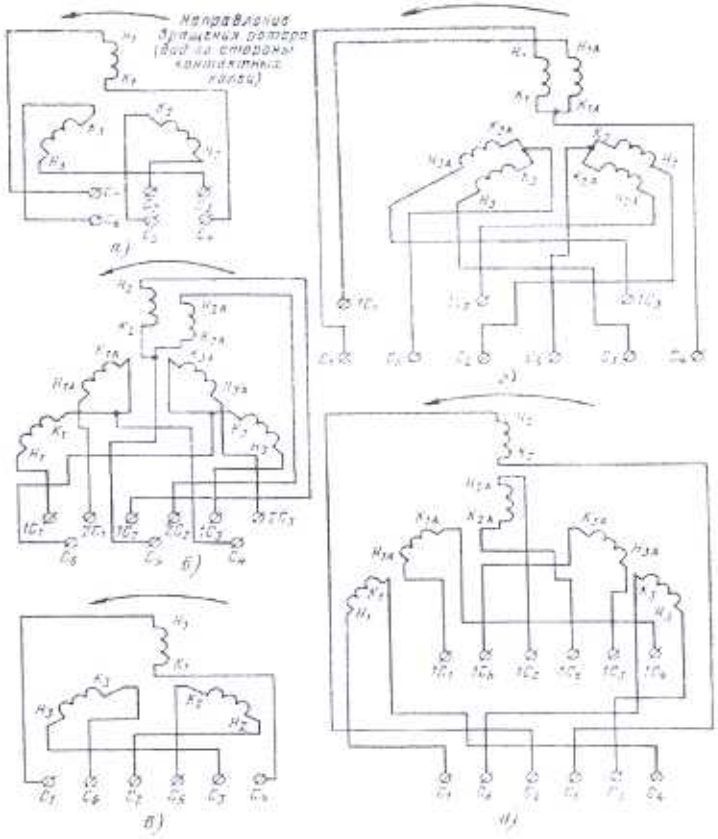


б)

Рис. 2-9. Крепление лобовых частей статорной обмотки турбогенератора:
а) шнуровыми бандажами (1 – поперечная бандажировка, 2 – поперечно-продольная бандажировка);
б) изоляционными крепежными деталями [3] (1 – лобовые части обмотки, 2 – распорное кольцо, 3 – винтовые стяжки, 4 – планка-вставка, 5 – крайний пакет (со скосом), 6 – кронштейн, 7 – нажимная плита)

Конструкция выводов статорной обмотки (рис. 2-10) зависит от системы охлаждения генератора. Выводы генераторов с воздушным охлаждением устанавливаются на выводных плитах из изоляционных материалов достаточной прочности (гетинакс, текстолит). Выводы турбогенераторов с водородным и жидкостным охлаждением выполняются с необходимой пневматической плотностью. Выводные плиты турбогенераторов с водородным охлаждением выполняются металлическими, вваренными в специальный короб корпуса или концевую часть статора. Для металлических плит применяется толстолистовая немагнитная сталь 45Г17ЮЗ, отличающаяся большой прочностью и отсутствием пористости.

Таблица 2-18. Обмоточные данные статоров, схемы соединения и сопротивления фаз турбогенераторов («Электросила», ЛТГЗ, и «Электротяжмаш»)



Турбогенератор	Напряжение, кВ	Число пазов	Шаг по пазам	Число выводов	Соединение фаз	Рис.	Размер стержня с изоляцией в пазу, мм, (АхБ, табл.2-20)	Количество и размеры проводников ПДА, ПСД, а также полых провод-ников, мм	Расчетные R фазы при 15°С, Ом
Т2-6-2	3,15	36	1–16	6	Звезда	в	22,2x48,5 (21,5x50,2) 1)	14x2 (2,44x6,4)	0,0031
	6,3	36	1–16	6	Звезда	в	22,2x54 (21,5x55,6) 1)	2x7x2 (2,44x6,4)	0,0124
Т2-12-2	6,3	48	1–20	6	Звезда	в	20,2x56,2 (20,2x55,6) 1)	16x2 (2,44x5,9)	0,0048
	10,5	42	1–18	6		в	23,5x69,2 (23,6x70,4) 1)	2x9x2 (2,44x6,4)	0,00141
Т2-25-2	6,3	60	1–26	9	Звезда	г	18,7x61,6	18x2 (2,44x5,1)	0,00198
	10,5	54	1–22	6		в	22,4x71,9	21x2 (2,44x5,9)	0,00537
Т2-50-2	10,5	72	1–29	12	Двойная звезда	д	21,5x70	21x2 (2,44x5,5)	0,00225
ТВ-50-2	10,5	72	1–29	12	Двойная звезда	д	21,5x70	21x2 (2,44x5,5)	0,00225
ТВ2-30-2	6,3	60	1–26	6	Звезда	а	18,7x61,6	18x2 (2,44x5,1)	0,00198
	10,5	54	1–22	6			22,4x71,9	21x2(2,44x5,9)	0,00537
ТВ-60-2	10,5	72	1–29	12	Двойная звезда	д	21,5x70	21x2(2,44x5,5)	0,00225
ТВ-100-2	13,8	54	1–23	12	Двойная звезда	д	26,0x90	27x2(2,44x6,9)	0,00148
ТВ2-150-2	18	54	1–23	12	Двойная звезда	д	32,3x90,1	26x2(2,44x8,6)	0,0014
ТВС-30	6,3 10,5	54	1–22	6	Треуголь-ник/звезда	в	22,5x71,3	21x2(2,44x5,9)	0,00537

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Число пазов	Шаг по пазам	Число выводов	Соединение фаз	Рис.	Размер стержня с изоляцией в пазу, мм, (АхБ, табл.2-20)	Количество и размеры проводников ПДА, ПСД, а также полых провод-ников, мм	Расчетные R фазы при 15°С, Ом
ТВФ-60-2	6,3	48	1–21	9	Двойная звезда	*б*	26,8x94	38x2(1,81x8,6)	0,00068
	10,5	72	1–31	9		*б*	20x79,5	24x2(2,44x4,7)	0,00221
ТВФ-100-2	10,5	60	1–26	9	Двойная звезда	*б*	25,1x98	40x2 (1,81x7,4)	0,00104
ТВФ-120-2	10,5	60	1–26	9	Двойная звезда	*б*	24,8x98	40x2(1,81x7,4)	0,00104
ТВВ-165-2	18	42	1–18	6	Звезда	*а*	35,1x105,5	$7\times2[\frac{10\times5}{7\times2}+3(10\times2,1)]$ [2]	0,00248
ТВВ-200-2	15,75	30	1–13	6	Звезда	*а*	49,2x77	$5\times4[\frac{8,6\times5}{5,6\times2}+2(8,6\times2,1)]+$ $1\times4[\frac{8,6\times5}{5,6\times2}+(8,6\times2,1)]$**	0,00162
ТВВ-200-2А	15,75	60	1–26	9	Двойная звезда	*б*	27,9x88,7	$7\times2[\frac{7,4\times5}{4,4\times2}+2(7,4\times2,1)]$**	0,00152
ТВВ-320-2	20,0	54	1–23	9	Двойная звезда	*б*	32,6x99,0	$7\times2[\frac{8,6\times5}{5,6\times2}+2(8,6\times2,1)]$**	0,00137
ТВВ-500-2	20,0	48	1–21	9	Двойная звезда	*б*	–	–	–
ТВВ-800-2	24,0	42	1–18	9	Двойная звезда	*б*	Низ 40,5x92,5 Верх 40,5x102,5	–	–
ТГВ-200	15,75	60	1–25	9	Двойная звезда	*б*	37,5x106,5	39x2 (1,95x8,6)	0,001174
ТГВ-200М	15,75	30	1–13	6	Звезда	*а*	49,5x74	$4\times4[\frac{8,6\times5}{5,6\times2}+2(8,6\times2,26)]+$ $2\times4(8,6\times2,26)$**	0,00217
ТГВ-300	20,0	60	1–25	12	Двойная звезда	*д*	39,4x124	45x2(1,95x7,4)	0,00128
ТЗФГ-160-2М	15,75	60	1–26	6	Двойная звезда	–	Верхний 28,4x82,1 Нижний 28,4x94,8	–	–
ТФГ-160-2	15,75	60	1–26	6	Двойная звезда	–	Верхний 27,5x119,2 Нижний 27,5x99,7	–	–
ТФП-160-2	15,75	60	1–26	6	Двойная звезда	–	Верхний 27,5x119,3 Нижний 27,5x99,8	–	–

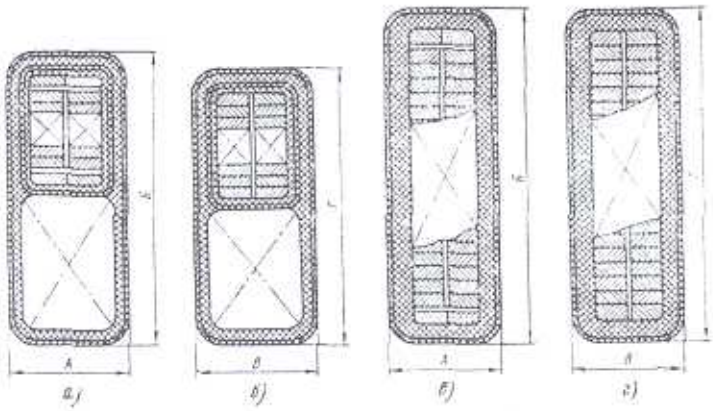
[1] В скобках приведены размеры стержней обмотки турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] В знаменателе даны размеры внутренних каналов полых проводников.

Таблица 2-19. Обмоточные данные статоров, схемы соединения обмоток, сопротивления фаз турбогенераторов завода «ЭЛСИБ»

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Число пазов	Шаг по пазам	Число выводов	Соединение фаз	Расчетные сопротивления фазы при 15 °С, Ом
Т-6-2	10,5/6,3	48	1–19	6	звезда/звезда	0,04
Т-16-2	10,5	48	1–21	6	звезда	0,01171
	6,3				треугольник	
ТФ-32-2	10,5	54	1–24	6	звезда	0,003596
	6,3				треугольник	

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Число пазов	Шаг по пазам	Число выводов	Соединение фаз	Расчетные сопротивления фазы при 15 °С, Ом
ТФ-63-2	10,5	72	1–31	9	звезда двойная	0,001218
	6,3				двойной треугольник	
ТФ-110-2	10,5	54	1–24	9	двойная звезда	0,000793
ТВФ-63-2Е	10,5	42	1–18	6	звезда	0,0022
	6,3				треугольник	
ТВФ-110-2Е	10,5	60	1–26	9	двойная звезда	0,00093
ТВФВ-110-2	13,8	72	1–31	9	двойная звезда	0,001463
ТВМ-160-2	18	42	1–18	6	звезда	0,003441
ТВМ-320-2	20	60	1–26	12	двойная звезда	0,001495
ТВМ-500-2	36,75	48	1–21	6	звезда	0,00448
	20	48	1–21	9	двойная звезда	0,001068

Таблица 2-20. Конструктивные данные стержней статорных обмоток



Турбогенератор	Напряжение, кВ	Размеры поперечных сечений, мм				Масса корпусной изоляции на один стержень, кг
		В	*Г*	Двусторонняя толщина корпусной изоляции		
				Пазовая часть *(а, в)*	Лобовая часть *(б, г)*	
Т2-6-2	3,15	19,5 (20,2)	44,0 (46,2)	7,1	5,6	1,35
	6,3	22	47,5 (49,0)	7,8	8,1	1,39
Т2-12-2	6,3	21,5 (21,4)	55,4 (52,8)	7,4	7,6	2,0
	10,5	25,4 (24,6)	67,8 (63,4)	9,3	10,5	3,7
Т2-25-2	6,3	19,9	60,9	7,4	7,6	2,7
	10,5	23,5	71,1	9,4	9,6	4,4
Т2-50-2	10,5	23	68,5	9,4	10,9	5,37
ТВ-50-2	10,5	23	68,5	9,4	10,9	5,37
ТВ2-30-2	6,3	19,9	60,9	7,4	7,6	2,96
	10,5	23,5	71,1	9,4	9,6	4,72
ТВ-60-2	10,5	23	68,5	9,4	10,9	5,37
ТВ2-100-2	13,8	27	89,1	10,5	10,5	13
ТВ2-150-2	18,0	33,5	89,4	13,5	13	21,86
ТВС-30	6,3 10,5	23	69	9,3	8,6	5,24
ТВФ-60-2	6,3	27,8	91,8	7	6,5	5,8
	10,5	21	77,2	8	7,5	6
ТВФ-100-2	10,5	26,4	96	8	7,5	9,5
ТВФ-120-2	10,5	24,8	97	8,4	8,2	10,3
ТВВ-165-2	18	36	101,4	12,5	12	15,3

Турбогенератор	Напряжение, кВ	Размеры поперечных сечений, мм				Масса корпусной изоляции на один стержень, кг
		В	*Г*	Двусторонняя толщина корпусной изоляции		
				Пазовая часть *(а, в)*	Лобовая часть *(б, г)*	
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	15,75	26,7	83,5	11,3	10	13
ТВВ-320-2	20,0	33	94	12	11	195
ТВВ-800-2	24,0	нижний 39,3 верхний 39,3	нижний 92 верхний 102,5	15,6	13,5	нижний 27,55 верхний 29,45
ТГВ-200	15,75	37,3	106	11,5	11	29
ТГВ-200М	15,75	51	69	10,5	10	18
ТГВ-300	20	40	121	12,8	12	33

Примечания: 1. Размеры А, Б – в табл. 2-18.
2. В скобках – размеры для генераторов ЛТГЗ.

Таблица 2-21. Компаундированная изоляция статорной обмотки

Наименование	Номинальное напряжение, кВ						
	3,15	6,3	10,5	13,8	15,75	18,0	20,0
Пазовая часть стержня							
Толщина изоляции, мм:							
миканита гибкого ГМС2 0,2 мм под переходы	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
миканита гибкого ГМС2 0,2 мм (вертикальная прокладка)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
микаленты черной ЛМЧ ББ 0,13 мм (двусторонняя толщина)	3,5	6,0	8,0	9,5	10,5	12,5	12,0
ленты асбестовой 0,5 мм встык (двусторонняя толщина)	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ленты стеклянной 0,2 мм встык (двусторонняя величина)	0,4	–	–	–	–	–	–
лакового покрытия	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Разбухание изоляции по ширине от пропитки, мм	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Общая двусторонняя толщина изоляции, мм:							
по ширине	4,9	8,0	10,0	11,5	12,5	14,5	14,4
по высоте	$4{,}5+a$[1]	$7{,}6+a$	$9{,}6+a$	$11{,}1+a$	$12{,}1+a$	$14{,}1+a$	$14{,}0+a$
Допустимые отклонения размеров стержня, мм:							
по ширине	– 0,5	– 0,5	– 0,5	– 0,5	– 0,5	– 0,5	– 0,5
по высоте	– 0,5	– 0,5	-1,0	– 1,0	– 1,0	– 1,0	– 1,0
Лобовая часть стержня							
Толщина изоляции, мм:							
миканита гибкого ГМС2 0,5 мм (вертикальная прокладка)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
микаленты черной ЛМЧББ 0,13 мм (двусторонняя толщина)	3,0	5,5	7,5	9,0	10,0	12,0	11
ленты стеклянной 0,2 мм вполнахлеста (двусторонняя толщина)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
лакового покрытия	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Разбухание изоляции от пропитки, мм:							
по ширине	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
по высоте	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Общая двусторонняя толщина изоляции, мм:							
по ширине	6,5	9,0	11,0	12,5	13,5	15,5	14,7
по высоте	7,0	9,5	11,5	13,0	14,0	16,0	15,2
Допустимые отклонения размеров стержня, мм:							
по ширине	± 1,0	± 1,0	± 1,0	±1,0	±1,0	+1,0	+ 1,0
по высоте	± 1,0	± 1,0	±2,0	±2,0	±2,0	±2,0	+2,0

[1] a – разбухание изоляции при компаундировании по высоте: $a = 0{,}05 \times N$, где N – число элементарных проводников по высоте

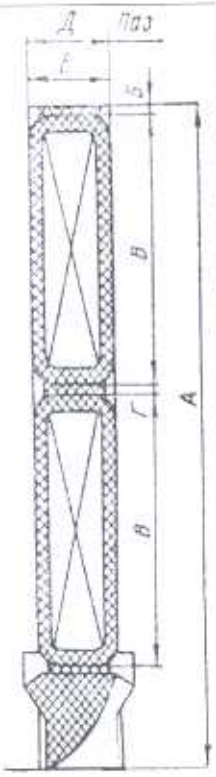
Таблица 2-22. Термореактивная изоляция статорной обмотки [3]

Позиция	Наименование	Материал	Значение толщины изоляции, мм													
			По ширине паза при напряжении, кВ							По высоте паза при напряжении, кВ						
			6,3	10,5	13,8	15,75	18,0	20,0	24,0	6,3	10,5	13,8	15,75	18,0	20,0	24,0
1	Изоляция переходов	Миканит гибкий	–							0,4						
2	Изоляция между полустержнями	Ткань стеклянная таблетированная, пропитанная эпоксидно-феноль-ным лаком	0,5							–						
3	Выравнивающая масса[1]	Замазка на транспозиционном переходе	–							–						
4	Выравнивающая масса	Шпатлевка	0,2							0,4						
5	Накладка	Стеклотекстолит	–							1,0			2,0			
6	Полупроводящее покрытие	Лента стеклянная впритык, промазанная лаком	–			0,3				–			0,3			
7	Изоляция от корпуса	Лента стеклослюдинитовая вполнахлеста	4,1	6,4	8,0	9,0	10,4	11,0	13,0	4,1	6,4	8,0	9,0	10,4	11,0	13,0
8		Стеклолента впритык	0,9													
9	Полупроводящее покрытие	Лента асболавсановая впритык, покрытая полупроводящим лаком[2]														
Толщина изоляции на стержень			5,7	8,0	9,9	10,9	12,3	12,9	14,9	6,8	9,1	11,0	12,0	14,4	15,0	17,0
10	Прокладка на дне паза	Электронит	–							1,0						
11	Прокладка между стержнями	Стеклотекстолит	–							5,0						
12	Прокладка под клин	Стеклотекстолит	–							Не менее 1,0						
	Зазор на укладку	–	0,5													
Общая толщина изоляции на паз			6,2	8,5	10,4	11,4	12,8	13,4	15,4	21,1	25,7	29,5	31,5	36,3	37,5	41,5

[1] Размер не указан, так как он учитывается при расчете высоты меди добавлением высоты транспонируемого элементарного проводника/

[2] Для увеличения объема меди в пазу применяется либо стеклолавсановая лента толщиной 0,2 мм, либо полупроводящая эмаль накладывается непосредственно на термообработанную корпусную изоляцию.

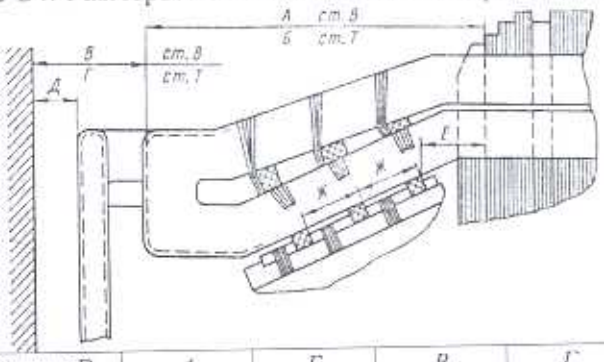
Таблица 2-23. Размеры заполнения пазов статора, мм.



Турбогенератор	Напряжение, кВ	А	Б	Г	Д
Т2-6-2	3,15	135	3(2)	5(4)	22,5
	6,3	135	0,5	1,5	22,5
Т2-12-2	6,3	135	0,5	2	20,5
	10,5	160	0,5(1)	2,5(1)	24,0
Т2-25-2	6,3	160	0,5	2	19
	10,5	170	0,5	2	23
Т2-50-2	10,5	185	1	3	22
ТВ-50-2	10,5	185	1	3	22
ТВ2-30-2	6,3	160	0,5	2	19
	10,5	170	0,5	2	23
ТВ-60-2	10,5	185	1	3	22
ТВ2-100-2	13,8	230	1	2	26,5
ТВ2-150-2	18	230	1	3	32,8
ТВС-30	6,3 10,5	170	0,5	2	23
ТВФ-60-2	6,3	206	0,5	3	27,7
	10,5	180	1	3	20,4
ТВФ-100-2	10,5	223	1	3	25,5
ТВФ-120-2	10,5	223	1	3	25,5
ТВВ-165-2	18	241	1	3	35,6
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	15,75	203	1	4	28,4
ТВВ-320-2	20,0	225	1	3	33
ТВВ-800-2	24,0	222	1	5	41
ТГВ-200	15,75	250	1	4	38
ТГВ-200М	15,75	183	2	4	50,3
ТГВ-300	20	280	2	5	39,9

Примечания:
1. Размеры В и Е берутся по табл. 2-18 и рис. к табл. 2-20 (соответственно, Б и А).
2. В скобках указываются размеры для турбогенераторов ЛТГЗ.

Таблица 2-24. Размеры лобовых частей статорной обмотки, мм



Турбогенератор	Напряжение, кВ	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж
Т2-6-2	3,15	402	416	118	105	58,5	100	90
	6,3	430	440	90 (164) [1]	81 (155)	35	120	98
Т2-12-2	6,3	490 (485)	505 (500)	134	119	84	140	110
	10,5	530 (510)	540 (520)	90	80	48	140	110
Т2-25-2	6,3	617	629	97	85	56	140	113
	10,5	619	633	95	81	57	140	112
Т2-50-2	10,5	729	745	74	58	–	150	105
ТВ-50-2	10,5	729	745	–	–	–	150	132
ТВ2-30-2	6,3	612	624	97	85	44	140	113
	10,5	619	633	90	76	47	140	112
ТВ-60-2	10,5	729	745	–	–	–	180	95

Турбогенератор	Напряжение, кВ	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*Ж*
ТВ2-100-2	13,8	766	785	215	195	170	180	95
ТВ2-150-2	18,0	878	908	195	165	125	182	120
ТВС-30	6,3/10,5	625	639	100	86	60	122	140
ТВФ-60-2	6,3	717	736	164	155	99	200	130
	10,5	717,6	736	163,4	155	99	200	130
ТВ Ф-100-2	10,5	770	785	123	108	83	170	135
ТВФ-120-2	10,5	835	853	187	108	170	216	140
ТВВ-165-2	18,0	885	805	220	300	115	170	125
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	15,75	825,5	844	157	133,5	101	175	178 183
ТВВ-320-2	20,0	902	923	–	–	128	170	140
ТВВ-800-2	24,0	913,5	940,6	–	188	148,5	-	-
ТГВ-200	15,75	873	893	180	180	180	185	192
ТГВ-200М	15,75	785,5	815	–	–	350	–	–
ТГВ-300	20,0	1045	1066	182	246	182	–	–

[1] В скобках приведены размеры для турбогенераторов ЛТГЗ.

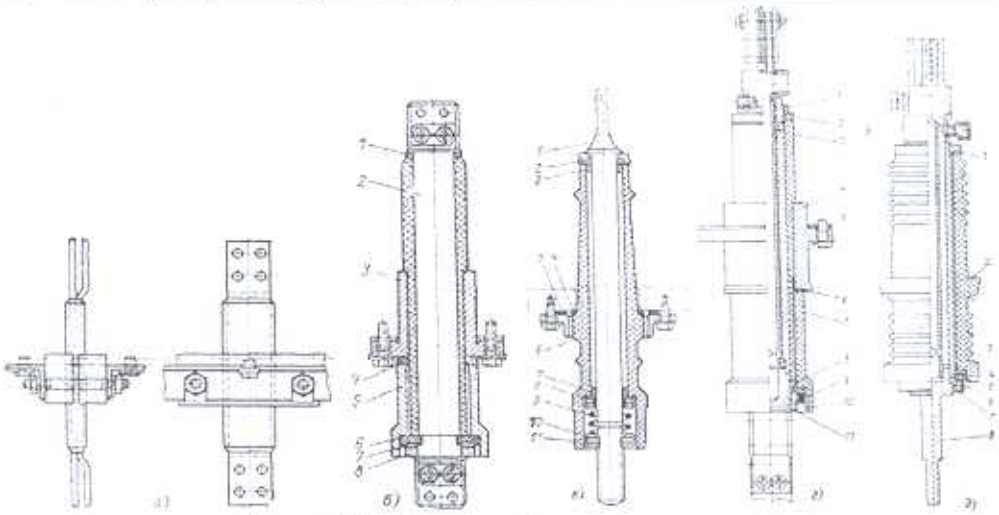


Рис. 2-10. Выводы обмотки статора:

а) – генератор с воздушным охлаждением;

б) – генератор ТГВ-25, ТВС-30: 1 – гайка; 2 – стержень изолированный; 3 – втулка; 4 – прокладка резиновая; 5 – изолятор; 6 – прокладка резиновая; 7 – шайба; 5 – гайка;

в) – генератор типа ТВ: 1 – стержень; 2 – шайба резиновая; 3 – кольцо резиновое; 4, 5 – шайбы резиновые; 6 – изолятор; 7 – кольцо резиновое; 8 – шайба резиновая; 9 – пружина; 10 – шайба направляющая; 11 – гайка;

г) – генератор типа ТГВ-200: 1 – гайка; 2 – кольцо гетинаксовое; 3 – стержень; 4 – втулка; 5, 6 – прокладки резиновые; 7 – изолятор; 8– гайка; 9 – пружина; 10, 11 – гайки;

д) – генератор типа ТВВ-320-2: 1 – шайба резиновая; 2 – изолятор; 3 – шайба; 4 – кольцо уплотняющее; 5, 6 – кольца; 7 – винт стопорный; 8 – стержень; 9 – заглушка временная

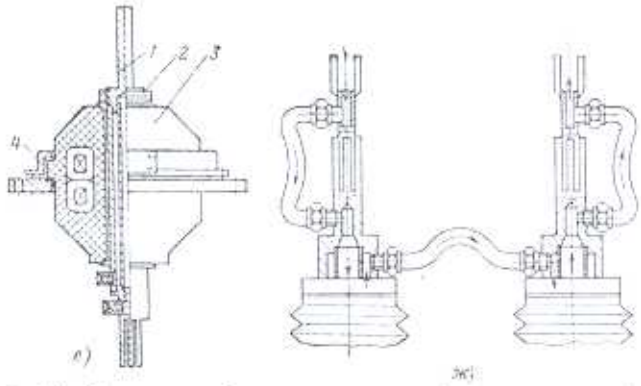


Рис. 2-10. Выводы обмотки статора (продолжение)

е) – генератор типа ТВВ-320-2, вывод нулевой: 1 – стержень; 2 – гайка; 3 – трансформатор тока; 4 – фланец;

ж) – последовательное соединение по воде выводных шин и выводов

Все турбогенераторы имеют встроенные устройства для контроля теплового состояния активных частей и параметров систем охлаждения. В ходе эксплуатации измеряются температуры обмоток и активной стали статора, холодного и горячего газа (воздуха), охлаждающей воды в газоохладителях (воздухоохладителях) и в обмотке статора, охлаждающего масла. Контролируются также температуры опорных подшипников и уплотнений вала и смазывающего масла. Измерение температуры обмотки и активной стали производится медными термопреобразователями сопротивления (рис. 2-11).

Сопротивление термопреобразователя при 0°С составляло 53 Ом$^{\pm 0,1\%}$, а для турбогенераторов, выпущенных после 1994 года, – 50 Ом$^{\pm 0,1\%}$. Температурный коэффициент равен $4,25^{\pm 0,1}\cdot 10^{-3}$. Для турбогенераторов, изготовляемых на экспорт, применялись платиновые термопреобразователи с сопротивлением 100 Ом при 0°С. Такие термопреобразователи в настоящее время применяются в большинстве генераторов.

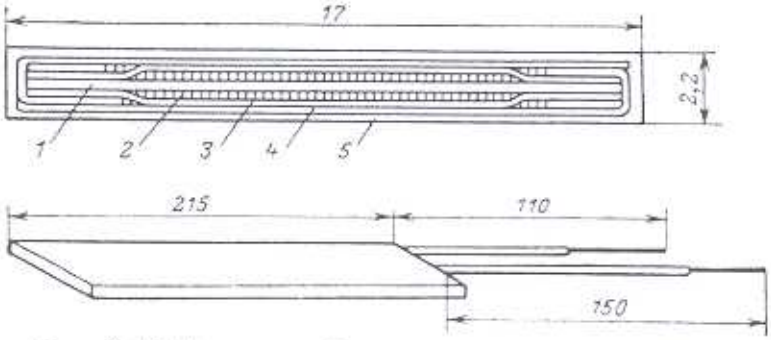


Рис. 2-11. Термопреобразователь сопротивления:
1 – каркас; 2–провод; 3 –пластина; 4 – окантовка; 5 – оболочка

Размещение термопреобразователей сопротивления определяется их назначением: для измерения температуры активной стали термопреобразователи сопротивления закладываются на дно паза (рис. 2-12, 1), температуры меди – между стержнями (рис. 2-12, *2*), а для статоров с водяным охлаждением обмотки – под пазовым клином (рис. 2-12, *3*).

В пределах корпуса статора схема теплоконтроля прокладывается проводом ПТСД 2Х0,75 или кабелем КУФ ЭФС 2х0,75. Для турбогенераторов с водородным охлаждением обеспечивается газоплотный вывод проводки теплоконтроля из корпуса статора. Проводники к коробке зажимов выводятся через специальную проходную втулку в обшивке корпуса (рис. 2-13), пропускаются через резиновые вставки *1, 2* и изоляционные прокладки 3. От коробки зажимов кабели идут к шкафу автоматизированной системы теплоконтроля (А701-03), осуществляющей подачу питания в схему теплоконтроля, обход точек контроля с заданной периодичностью, измерения, регистрацию, сравнение с уставками и сигнализацию. При наличии современной компьютеризированной системы контроля технологических параметров турбогенератора кабели теплоконтроля соединяются с контроллером этой системы.

Для старых машин схема предусматривала ручной контроль и состояла из источника постоянного тока 4 В для питания термопреобразователей сопротивления, контактной панели, переключателя, логометра с пределами шкалы 0–150°С.

Основные сведения об установке датчиков теплоконтроля статоров даны в табл. 2-25.

Количество точек измерения зависит от длины сердечника и способа охлаждения статорной обмотки. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением устанавливается от 6 до 12 термопреобразователей сопротивления, в том числе в генераторах с длиной сердечника до 3 м закладывается шесть термопреобразователей по одному на медь (между стержнями) и активную сталь каждой фазы. В генераторах с длиной сердечников свыше 3 м устанавливают 12 термопреобразователей (три на дно паза и один между стержнями на каждую фазу). В турбогенераторах с водяным охлаждением обмотки статора термопреобразователи закладываются во все пазы статора на верхних стержнях под клинья для контроля циркуляции воды в гидравлических ветвях, а измерение температуры активной ста-

ли производится не менее, чем в двух пазах на каждую фазу. На турбогенераторах мощностью 1000 МВт и более устанавливаются также термопреобразователи на лобовых дугах нижних стержней. По длине сердечника термопреобразователи сопротивления размещают в области ожидаемой наивысшей температуры.

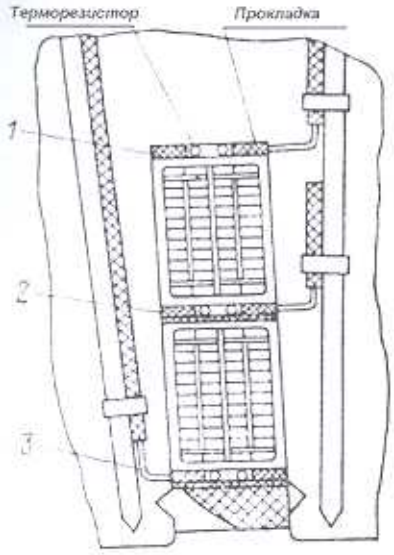


Рис. 2-12. Укладка термопреобразователей сопротивления в пазы статора:
1 – на дне паза; 2 – между стержнями; 3 – под клином

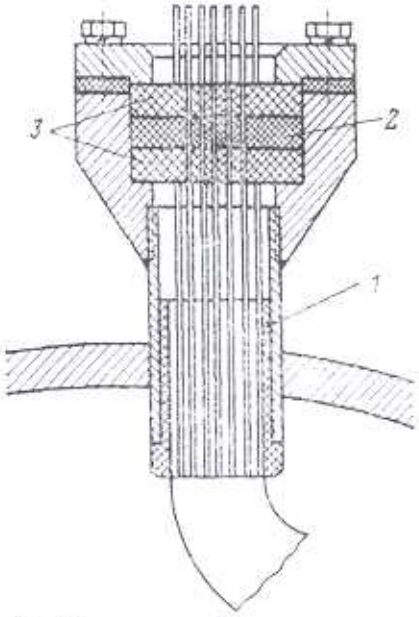
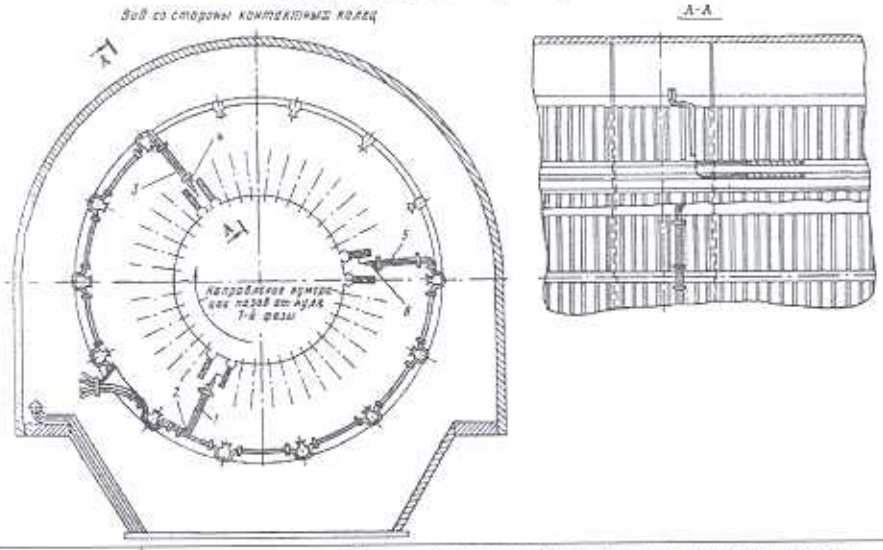


Рис. 2-13. Газоплотный вывод проводников термопреобразователей сопротивления из корпуса статора:
1 – резиновая втулка; 2 – резиновая шайба; 3 – изоляционная шайба

Таблица 2-25. Установка датчиков теплоконтроля обмотки и сердечника статора турбогенератора



Турбогенератор	Напряжение статора, кВ	Номер термопреобразователя сопротивления / номер паза					
		Обмотка I фазы	Сердечник I фазы	Обмотка II фазы	Сердечник II фазы	Обмотка III фазы	Сердечник III фазы
Т2-6-2	3,15	1	2	3	4	5	6
	6,3	1	2	13	14	25	26
Т2-12-2	6,3	1	2	3	4	5	6
		1	1	17	18	33	34
	10,5	1	2	3 (3)	4 (4)	5 (5)	6 (6)
		1	2	15 (29)	16 30	29 (15)	30 (16)

Турбогенератор	Напряжение статора, кВ	Номер термопреобразователя сопротивления / номер паза					
		Обмотка I фазы	Сердечник I фазы	Обмотка II фазы	Сердечник II фазы	Обмотка III фазы	Сердечник III фазы
Т2-25-2	6,3	4, 9 / 33	3, 10 / 34	1, 8 / 53	2, 7 / 54	6, 12 / 13	5, 11 / 14
	10,5	4, 9 / 2	3, 10 / 1	1, 8 / 19	2, 7 / 20	6, 12 / 38	5, 11 / 37
ТВ-50-2	10,5	2, 5, 11 / 3	8 / 2	3, 6, 12 / 27	9 / 26	1, 4, 10 / 51	7 / 50
Т2-50-2	10,5	2, 5 / 2	8, 10 / 1	1, 4 / 26	4, 11 / 25	3, 6 / 50	9, 12 / 49
ТВ2-30-2	6,3	1, 7 / 13	2, 8 / 14	5, 11 / 33	6, 12 / 34	3, 9 / 53	4, 10 / 54
	10,5	1, 7 / 38	2, 8 / 37 1	5, 11 / 2	6, 12 / 1	3, 9 / 19	4, 10 / 20
ТВ-60-2	10,5	1, 7 / 3	2, 8 / 2	3, 9 / 27	4, 10 / 26	5, 11 / 51	6, 12 / 50
ТВ2-100-2	13,8	5, 11, 14, 20 / 29	6, 12, 13, 19 / 30	1, 7, 18, 24 / 47	2, 8, 17, 23 / 48	3, 9, 16, 22 / 11	4, 10, 15, 21 / 12
ТВ2-150-2	18,0	5, 8, 14, 23 / 29	6, 7, 13, 24 / 30	1, 12, 18, 19 / 47	2, 11, 17, 20 / 48	3, 10, 16, 21 / 11	4, 9, 15, 22 / 12
ТВС-30	6,3 10,5	1, 5 / 35	3, 5 / 36	4, 7 / 15	2, 7 / 16	2, 3, 6 / 50, 51	1, 4, 6 / 52, 53
ТВФ-60-2	6,3	1, 7, 13 / 1	2, 8, 14 / 2	3, 9, 15 / 19	4, 10, 16 / 20	5, 11, 17 / 35	6, 12, 18 / 36
ТВФ-100-2	10,5	1, 7, 13 / 3	2, 8, 14 / 2	3, 9, 15 / 24	4, 10, 16 / 25	5, 11, 17 / 43	6, 12, 18 / 44
ТВФ -120-2	10,5	2, 8, 14 / 2	1, 7, 13 / 3	3, 9, 15 / 24	4, 10, 16 / 25	5, 11, 17 / 43	6, 12, 18 / 44
ТВВ– 165-2	18,0	1–14, 45, 47 / 1–14, 10, 3	51, 54 / 10	15–28, 44, 46 / 15–28, 24, 17	50, 53 / 24	29–42, 43, 48 / 29–42, 38, 31	49, 52 / 38
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	15,75	1–20 / 1–20	61, 64, 61а / 1, 1, 2	21–40 / 21–40	62, 65, 62а / 21, 21, 22	41–60 / 41–60	63, 66, 63а / 41, 41, 42
ТВВ-320-2	20,0	1 – 18 / 1–18	55–60 / 2, 20, 38, 2, 20, 38	19–36 / 19–36	61, 62, 63 / 2, 20, 68 55(1), 56(1) / 3, 21 57(1) / 39	37–54 / 37–54	58(1), 59(1) / 3, 21 60(1), 61(1) / 39, 3 62(1), 61(1) / 21, 39
ТГВ-200	15,75	1, 5 / 32	3, 5 / 33	4, 7 / 52	2, 7 / 53	2, 3, 6 / 11, 12	1, 4, 6 / 13, 14
ТГВ-200М	15,75	2, 4, 16, 5, 20, 13, 17, 29 / 2, 4, 16, 5, 20, 13, 17, 29	1т, 1к / 1, 1	12, 14, 26, 28, 30, 9, 23,15, 27,10 / 12, 14, 26, 28, 30, 9, 23, 15, 27, 10	11к, 11с / 11, 11	6, 8, 18, 22, 24, 3, 25,7,19 / 6, 8,18,22, 24, 3, 25, 7, 19	21с, 21т / 21, 21
ТГВ-300	20,0	1, 5 / 32	3, 5 / 33	4, 7 / 52	2, 7 / 53	2, 3, 6 / 11, 12	1, 4, 6 / 13, 14

Примечания:
1. В скобках приведены данные для турбогенераторов ЛТГЗ.
2. Термопреобразователи 61а, 62а и 63а турбогенератора ТВВ-220-2А – резервные.

В турбогенераторах с непосредственным газовым охлаждением статорной обмотки (ТГВ-200 и ТГВ-300) термопреобразователи устанавливаются аналогично тому, как это делается в генераторах с косвенным охлаждением. Дополнительно для косвенного контроля наивысшей температуры меди и изоляции устанавливаются термопреобразователи сопротивления не менее, чем в трех газовыводящих колпачках на расстоянии 50–60 мм от наружной кромки.

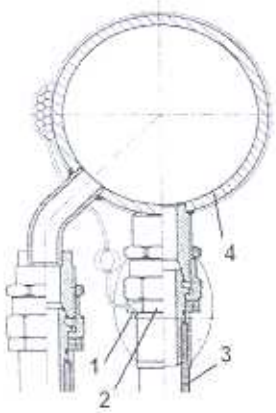


Рис. 2-14. Термопреобразователь сопротивления для измерения температуры дистиллята на сливе из стержня:

1 – датчик, 2 – штуцер, 3 – фторопластовый шланг, 4 – сливной коллектор дистиллята

Достоверность контроля охлаждения обмоток статоров современных мощных турбогенераторов повышается благодаря применению малогабаритных термопреобразователей сопротивления (рис. 2-14, 1) , устанавливаемых в лобовых частях в штуцере (2) соединения фторопластового шланга (3) со сливным коллектором (4) для измерения температуры горячего дистиллята в каждой гидравлической ветви.

При модернизации турбогенератора без замены шлангов термопреобразователь сопротивления устанавливается на поверхность арматуры специальными скобками. В этом случае он должен быть надежно теплоизолирован от охлаждающего газа.

В различных конструкциях турбогенераторов используются разные системы вентиляции (схемы показаны на рисунках в разделе 1).

В табл. 2-26 приведены основные данные по системам вентиляции, в том числе – газовые объемы корпусов статоров и расходы дистиллята через статорную обмотку.

Таблица 2-26. Характеристики систем вентиляции турбогенераторов с воздушным и водородным охлаждением заводов «Электросила», ЛТГЗ и «Электротяжмаш»

Турбогенератор	Система вентиляции генератора	Вентиляторы и компрессоры	Расположение охладителей	Количество секций	Газовый объем [1] корпуса статора, м³	Расход дистиллята через обмотку статора [2]
Т2-6-2	Многоструйная, радиальная, нагнетательная	Центробежные вентиляторы	В камере	2	–	–
Т2-12-2				2	–	–
Т2-25-2				2	–	–
Т2-50-2				4		
ТВ-50-2			В корпусе: горизонтально	6	50/54	–
ТВ2-30-2			вертикально	4	26/30 50/54	–
ТВ-60-2			горизонтально	6	65/70	–
ТВ2-100-2		Осевые вентиляторы	вертикально	8	100/107	–
ТВ2-150-2			вертикально	8	26/30	–
ТВС-30			вертикально	4	50/54	–
ТВФ-60-2			горизонтально	4	50/54	
ТВФ-100-2			горизонтально	6	50/54	–
ТВФ-120-2			горизонтально	6	52/57	–
ТВВ– 165-2	Одноструйная, радиальная, вытяжная		горизонтально	4	55/60	17
ТВВ-200-2А			горизонтально	4	55/60	29
ТВВ-220-2А			горизонтально	4	87/93	25
ТВВ-320-2	Одноструйная, радиальная, вытяжная [3]	Осевые вентиляторы	В концевых частях корпуса вертикально	4		35
ТГВ-200	Одноструйная, радиально-аксиальная, нагнетательная [4]	Компрессор и осевой вентилятор	В корпусе вертикально	2	70/75	–
ТГВ-200-М	Одноструйная [5], радиальная [6], нагнетательная	То же	То же	2	70/75	39

Турбогенератор	Система вентиляции генератора	Вентиляторы и компрессоры	Расположение охладителей	Количество секций	Газовый объем [1] корпуса статора, м³	Расход дистиллята через обмотку статора [2]
ТГВ-300	Одноструйная, аксиальная, нагнетательная	Компрессор	В коробе под статором горизонтально	3	75/83	–

[1] В числителе приведены данные для статора с заведенным ротором, в знаменателе – с выведенным ротором.

[2] Номинальная температура дистиллята на входе в обмотку составляет 40±5°С.

[3] Имеются исполнения с тангенциальной вытяжной системой вентиляции.

[4] Нагнетательная система – газ вентиляторами нагнетается в зазор между ротором и статором; вытяжная – газ движется в обратном направлении.

[5] Одноструйная система – газ движется из зазора (к зазору) в одном направлении по всей длине статора; многоструйная – направление движения газа является взаимно противоположным в соседних по длине отсеках.

[6] Радиальная система – газ движется по всем вентиляционным каналам поперечного сечения статора к зазору (или от зазора); тангенциальная – поперечное сечение сердечника разделено на зоны с взаимно противоположным направлением движения газа вследствие перетоков его в зазоре в тангенциальном направлении.

Таблица 2-27. Характеристики систем вентиляции турбогенераторов с воздушным, водородным и водо-масляным охлаждением завода «ЭЛСИБ»

Турбогенератор	Система вентиляции / охлаждения	Вентиляторы, насосы	Расположение теплообменников, газоохладителей	Кол-во секций	Расход охлаждающего масла через статор, м³/час	Расход охлаждающего дистилля через ротор, м³/час
Т-6-2	Многоструйная, радиальная, нагнетательная	Осевые вентиляторы	В корпусе горизонтальное	1	–	–
Т-16-2	То же	То же	То же	4	–	–
ТФ-32-2	То же	Осевые вентиляторы	В корпусе вертикальное	4	–	–
ТФ-63-2	То же	То же	В корпусе горизонтальное	4	–	–
ТФ-110-2	То же	То же	То же	6	–	–
ТВФ-63-2Е	То же	Осевые вентиляторы	То же	4	–	–
ТВФ-110-2Е	То же	То же	То же	4	–	–
ТВФВ-110-2	То же	Осевые вентиляторы	То же	4	–	–
ТВМ-160-2	Водо-масляная	Наружные насосы для циркуляции масла через статор, дистиллята через ротор	Внешние системы		450	50
ТВМ-320-2	Водо-масляная и вентиляция воздушного зазора	То же и наружный вентилятор для циркуляции воздуха между ротором и маслоотделительным цилиндром	То же		450	60
ТВМ-500-2 36,75 кВ	Водо-масляная	Наружные насосы для циркуляции масла через статор, дистиллята через ротор	То же		600	80
ТВМ-500-2 20 кВ	То же		То же		600	80

Для отвода тепла от охлаждающего агента в турбогенераторах используются теплообменники: воздухоохладители в генераторах с воздушным охлаждением, газоохладители в генераторах с водородным охлаждением. Газоохладители турбогенераторов с водородным охлаждением устанавливаются в корпусе статора вертикально или горизонтально вдоль оси генератора, поперек оси или в специальном коробе внизу корпуса статора в зависимости от конструкции генератора (§1.2). Со стороны одной из водяных камер охладители жестко крепятся к корпусу, со стороны другой для компенсации тепловых расширений – через диафрагму или сальниковое уплотнение (рис. 2-15).

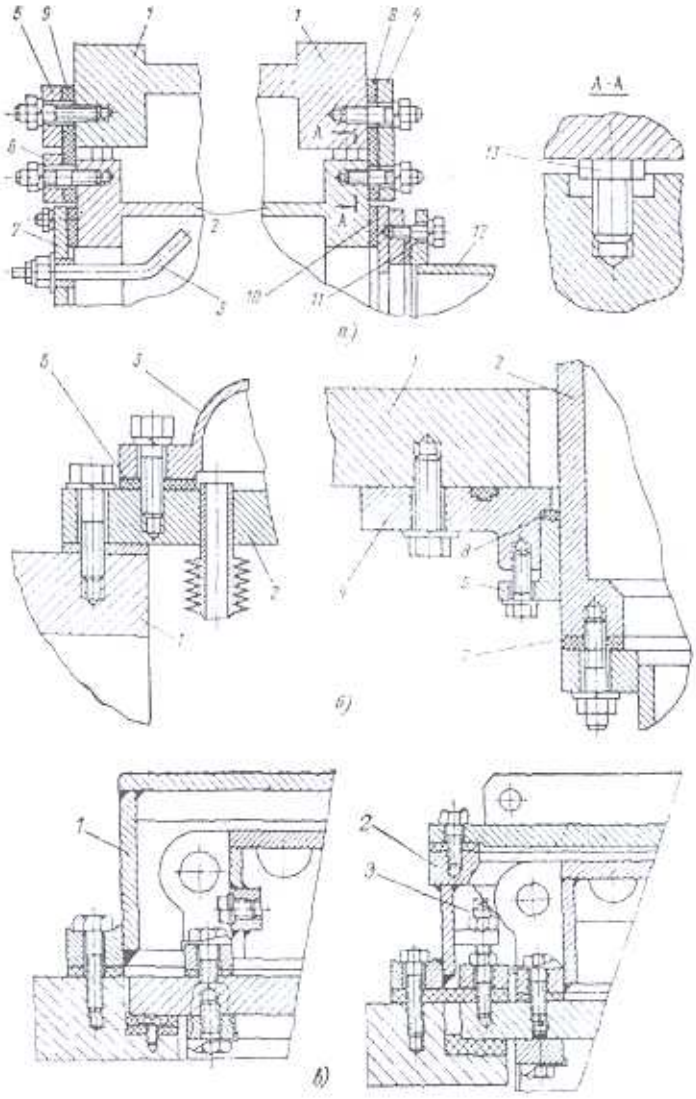


Рис. 2-15. Крепление газоохладителей турбогенераторов с водородным охлаждением к корпусу статора;

а – генератор ТВФ-100-2: 1 – корпус статора; 2 – газоохладитель; 3 – трубка воздушная; 4-6 – рамки; 7 – крышка; 8-11 – прокладки резиновые; 12 – трубопровод; 13 – болт регулировочный (установочный, см. раздел 3);

б – генератор ТВВ-320-2: 1 – корпус статора; 2 – газоохладитель; 3 – крышка; 4 – накладка; 5 – фланец нажимный; 6, 7 – прокладки резиновые; 8 – уплотнитель;

в – генератор ТГВ-200: 1 – верхняя часть газоохладителя; 2 – то же после реконструкции для снятия водяной камеры без снижения давления газа); 3–упор.

По способу включения по воде охладители бывают одноходовыми (все трубки охладителя включены параллельно) и многоходовыми (включение трубок параллельно-последовательное). Для выпуска воздуха при заполнении охладителя водой в его верхней точке устанавливаются контрольные трубки с кранами.

Поверхность трубок, обращенная к газу, увеличена посредством их «оребрения» витой медной проволокой или цельновыдавленными ребрами, которые могут быть гладкими или расщепленными (в верхней части, для повышения эффективности охлаждения). Широкое применение получили охладители с биметаллическими трубками, когда на внутренние латунные трубки насаживаются алюминиевые трубки с рифлением поверхности. Качество таких трубок (кроме их гидравлической плотности и прочности) может быть проверено при выполнении испытаний турбогенератора на нагрев по величине разности температур «холодного газа» и охлаждающей воды.

Характеристики воздухо- и газоохладителей приведены в табл. 2-28, характеристики насосов газоохладителей – в табл. 2-29.

Таблица 2-28. Характеристики воздухо- и газоохладителей

Турбогенератор	Охладитель	Отводимые потери, кВт	Расход газа, $м^3/ч$	Расход воды, $м^3/ч$	Число ходов воды	Допустимое давление воды, 10^{-5} Па
Т2-6-2	2ВОП-3 или	100	4	80	4	2
	ВУП 16х6х1500х4	108	4	70,6	4	3
Т2-12-2	ВОП-12 или	175	6	50	4	2
	ВУП 16х6х2500х2	170	6	87	4	3
Т2-25-2	ВОП-25	325	10	150	2	2
Т2-50-2	ВОП-75	275	9	68	6	2
ТВ-50-2	ОГП-50	125	5	34	2	2
ТВ2-30-2	ОГП-30	118	4	50	2	2
ТВ-60-2	ОГП-50	136	5	34	2	2
ТВ2-100-2	ОГП2-100	131	5,6	50	2	2
ТВ2-150-2	ОГП2-150	170	7,5	80	2	2
ТВФ-60-2	ОГПФ-60	225	5	50	2	2
ТВФ-100-2	ОГПФ-100	200	4,2	58	2	3
ТВФ-120-2	ОГПФ-120	320	4,7	67	2	3
ТВВ-165-2	ОПТ-165	375	5,7	75	2	3
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	ОГП2-200	475	7,5	87,5	2	3
ТВВ-320-2	ОГП-320	700	10,0	150	2	3,5
ТВС-30-2	ГО-120	120	4,5	50	2	2
ТГВ-200	ОТ-90(91)	1050	6,5	200	2	4,5
ТГВ-200М	ОТ-90 (91)	1050	6,5	200	2	4,5
ТГВ-300	–	1266	6,7	200	1	4,5
Т-6-2	ВО-158/1510-60-М2-УМЧ	160	3,8	42	6	6
Т-16-2	ГО-90/3040-41-М-УХЛ4	90	2,5,	30	2	2
ТФ-32-2		150	5	37,5	2	3
ТФ-63-2	ГО-300/4775-33-Н-УХЛ4	300	7,5	50	2	3
ТФ-110-2	ГО-300/5325-39-М-УХЛ4	300	5,83	50	2	3
ТВФ-63-2Е	ГО-240/4355-32-Н-УХЛ4	275	5	50	2	3
ТВФ-110-2Е	ГО-258/5175-4-Н-УХЛ4	410	6,875	50	2	3
ТВФВ-110-2	ГО-450/5472-4-М-УХЛ4	400	6,875	50	2	3

Примечания:
1. Данные приведены на одну секцию.
2. Номинальная температура охлаждающей воды равна 33°С.
3. Номинальная температура охлаждающего газа равна 40°С.

Таблица 2-29. Насосы газоохладителей турбогенераторов с водородным или водородно-водяным охлаждением

Турбогенератор	Насосы		Электродвигатели		
	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, $Па \cdot 10^{-5}$	Мощность, кВт	Тип
ТВ2-30-2	8К-1	48	2,2	28	А-72-4
ТВ-50-2[1]	–	–	–	–	–
ТВ-60-2	8К-12	220/340	3,2/2,5	40	А-81-4
ТВ2-100-2[1]	–	–	–	–	–
ТВ2-150-2	12НДС	650	3	75	А-92-6
ТВС-30	8К-18	330	1,5	22	А2-71-4
ТВФ-60-2	8К-12	220	3,2	40	А2-81-4
ТВФ-100-2	8НДВ	400	3,5	55	А-91-6
ТВФ-120-2	8НДВ	400	3,5	55	А-91-6
ТВВ-165-2	8НДВ	600	3,5	100	А-101-6
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	8НДВ	600	3,5	100	А-101-6
ТВВ-320-2	8НДВ	600	3,5	100	А-101-6
ТГВ-200	8НДВ	600[2]	3,5	100	А-101-6М
ТГВ-200М	8НДВ	600[2]	3,5	100	А-101-6М
ТГВ-300	12Д-19	600	2,4	75	А2-91-4

[1] Используется циркуляционная вода при магистральном давлении.
[2] В том числе 200 $м^3/ч$ для нужд блока.

У турбогенераторов с воздушным охлаждением, а также у генераторов ТВ-25-2 и ТВ-50-2 первых выпусков установлены противопожарные устройства в виде кольцевых труб с отверстиями, направленными в сторону лобовых частей статорной обмотки. На фланцах труб, выведенных на боковую плоскость корпуса статора, имеются накидные гайки для подсоединений их к противопожарному трубопроводу (рис. 2-16).

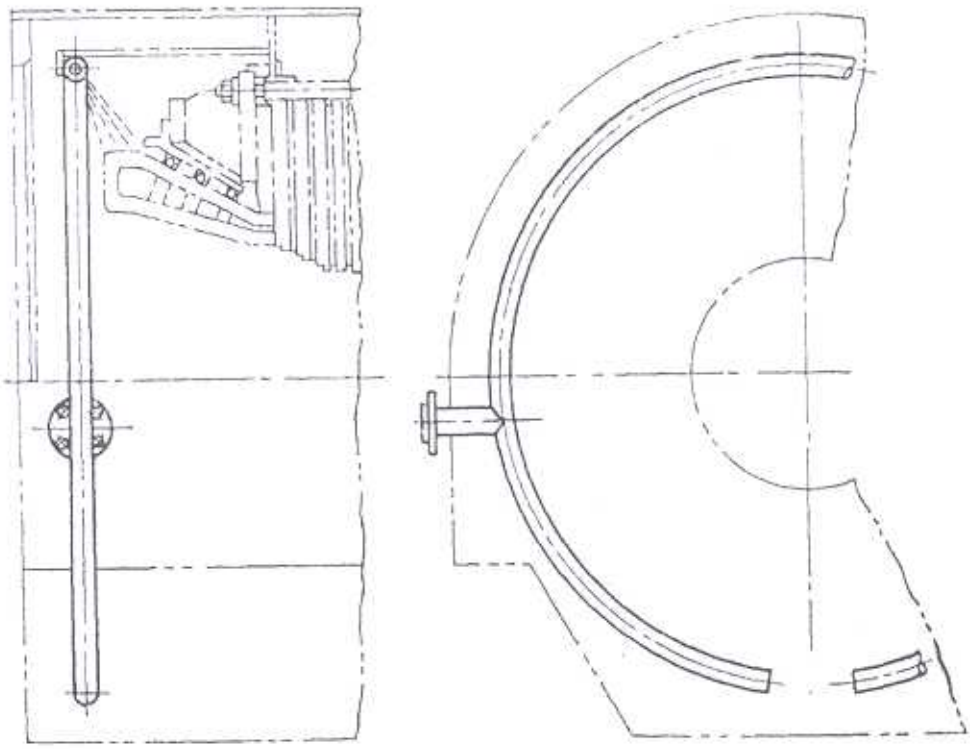


Рис. 2-16. Противопожарный трубопровод

2.3. Роторы турбогенераторов

Ротор состоит из цельного вала и обмотки возбуждения, уложенной в его пазы и закрепленной пазовыми клиньями. Лобовые части обмотки закрыты немагнитными[1] бандажными кольцами. Со стороны турбины на вал насаживается соединительная полумуфта. На валу установлены также вентиляторы (компрессоры) и контактные кольца.

Ротор является самой нагруженной частью турбогенератора в тепловом и механическом отношении. Максимальная рабочая температура обмотки при номинальной нагрузке может граничить с максимально допустимой по условиям нагревостойкости использованных изоляционных материалов. Механические напряжения в элементах ротора достигают больших значений (табл. 2-30). Основные размеры роторов турбогенераторов приведены в табл. 2-31.

Таблица 2-30. Механические свойства материала и напряжения в деталях роторов

Турбогенератор	Наименование детали	Предел текучести, 10^{-7} Па	Предел прочности, 10^{-7} Па	Относительное удлинение, %	Максимальное расчетное напряжение, 10^{-7} Па	Запас прочности
Т2-6-2	Бочка ротора	30	50	14	12,7	2,3
	Бандажное кольцо	60	80	16	29,2	2,0
	Центрирующее кольцо	30	50	16	12,7	2,4
	Кольцо центробежного вентилятора	30	50	16	14,4	2,1
	Лопатка	20	35	15	10,8[1)]	1,9
Т2-12-2	Бочка ротора	30	60	14	16,6	1,8
	Бандажное кольцо	60	80	16	34,3	1,7
	Центрирующее кольцо	30	50	16	15,1	2,0
	Кольцо центробежного вентилятора	45	70	16	18,4	2,4
	Лопатка	20	35	15	6,3[1)]	3,0
Т2-25-2	Бочка ротора	40	60	16	19,6	2,0
	Бандажное кольцо	72	85	18	42	1,7
	Центрирующее кольцо	30	50	16	19	1,6
	Кольцо центробежного вентилятора	45	70	16	22	2,0
	Лопатка	20	35	15	9[1)]	2,2
Т2-50-2 ТВ-50-2	Бочка ротора	50	65	16	27,6	1,8
	Бандажное кольцо	85	95	16	50	1,7
	Центрирующее кольцо	40	60	16	24	1,7
	Кольцо центробежного вентилятора	20	110	12	38	2,4
	Лопатка	20	35	15	16,4[1)]	1,2
ТВ2-100-2	Бочка ротора	55	73	16	28,4	1,9
	Бандажное кольцо	85	100	20	51:0	1,7
	Центрирующее кольцо	70	90	14	19,8	3,5
	Ступица вентилятора	85	100	12	41,0	2,1
	Крыло	45	65	15	14,9	3,0
ТВ2-150-2	Бочка ротора	60	80	16	29,2	2,0
	Бандажное кольцо	90	100	20	57,1	1,6
	Центрирующее кольцо	85	100	12	20,0	4,2
	Ступица вентилятора	85	100	12	41	2,1
	Крыло	45	65	15	14,9	3
ТВФ-60-2	Бочка ротора	50	65	16	24,3	2,06
	Бандажное кольцо	80/85	90/95	20	46,6	1,82
	Центрирующее кольцо	70	85	14	20,7	3,88
	Ступица вентилятора	85	98	12	43	1,98
	Крыло	45	65	15	13,6	3,3

[1] Бандажные кольца турбогенераторов мощностью до 6 МВт раньше изготавливались из углеродистой стали.

Турбогенератор	Наименование детали	Предел текучести, 10^{-7} Па	Предел прочности, 10^{-7} Па	Относительное удлинение, %	Максимальное расчетное напряжение, 10^{-7} Па	Запас прочности
ТВФ-100-2	Бочка ротора	50	65	16	27	1,85
	Бандажное кольцо	80/85	90/95	20	48,7	1,77
	Центрирующее кольцо	70	85	14	20,0	3,5
	Ступица вентилятора	85	98	12	–	–
	Крыло	45	65	15	–	–
ТВВ-165-2	Бочка ротора	55	73	16	27,6	1,99
	Бандажное кольцо	80/85	90/95	20	53,9	1,57
	Центрирующее кольцо	70	85	14	25	2,8
	Ступица вентилятора	85	98	12	45,5	1,86
	Крыло	45	65	15	14,9	3,01
ТВВ-220-2А	Бочка ротора	60	75	15	30,3	1,98
	Бандажное кольцо	85/90	93/98	20	58,2	1,55
	Центрирующее кольцо	85	98	12	28,3	3,11
	Ступица вентилятора	85	98	12	45,4	1,87
	Крыло	45	65	15	16	2,81
ТВВ-320-2	Бочка ротора	60	75	15	30,3	1,98
	Бандажное кольцо	85/90	93/98	20	55,1	1,63
	Центрирующее кольцо	85	98	12	23,6	3,6
	Ступица вентилятора	85	98	12	45,1	1,89
	Крыло	45	65	15	16	2,81
ТГВ-200	Бочка ротора	60	75	15	31,9	1,88
	Бандажное кольцо	90	98	20	59,2	1,52
	Упорное кольцо	70	85	14	–	-
	Ступица вентилятор»	70	85	14	33,8	2,07
	Крыло	32	57	19	16,6	1,93
ТГВ-300	Бочка ротора	60	75	15	35,3	1,7
	Бандажное кольцо	90	98	20	60,0	1,5
	Упорное кольцо	70	85	14	–	
Предельные свойства материалов	Бочка ротора	65	80	16		
	Бандажное кольцо	105	115	20		
	Центрирующее кольцо	85	98	12		
	Клинья ротора (дюралюминий)	32	45	10		
	Клинья ротора (титановый сплав)	75	90	10		

[1] На изгиб

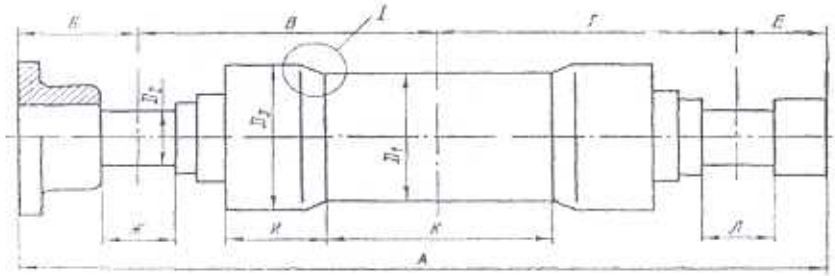
Роторные валы турбогенераторов малой мощности изготавливаются из кованой стали марки 35. Роторы крупных двухполюсных турбогенераторов выполняются цельнокованными из высоколегированных сталей марок ОХН3М, ОХН4МАР, 35ХНМ, 35ХН3МА, 35ХН4МА, 35ХН1МФА, 35ХН3МФА, 36ХНМА, 36ХН1МН, 36ХН3МФА и др. Валы четырехполюсных турбогенераторов могут иметь несколько более низкие прочностные характеристики, для них применяется сталь марки 25ХН3МФА.

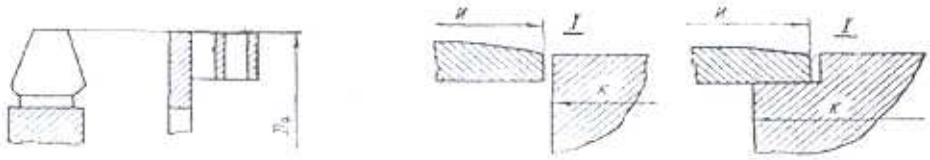
Во всех поковках высверливается и растачивается центральное отверстие для удаления дефектной центральной зоны слитка и для качественного контроля центральной части поковки с помощью специального перископа в целях выявления внутренних дефектов поковки. Это отверстие используется для установки токоподводов, для подвода охлаждающей обмотку воды или для заполнителя-магнитопровода. Поковки подвергаются двойному контролю: на заводе-поставщике поковки и заводе-изготовителе генератора.

В средней части вала ротора (бочке) профрезерованы пазы для укладки обмотки, которые в верхней части заклиниваются пазовыми клиньями.

Способы охлаждения обмотки ротора: косвенное газом (воздух, водород), непосредственное водородом и непосредственное водой. Циркуляция газа в генераторе обеспечивается центробежными или осевыми вентиляторами, установленными на валу ротора. У турбогенераторов серии ТГВ используется высоконапорный компрессор. Наружные диаметры вентиляторов приведены в табл.2-31.

Таблица 2-31. Основные размеры роторов, мм





Турбогенератор	А	Б	В	Г	Е	Ж	И	К	Л	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$
Т2-6-2	4389[1)] / 4471	321	1965	1950	153[1)] / 235	226	440	1400	253[1)] / 263	064	180	692	755
Т2-12-2	5268[1)] / 5218	450[1)] / 328	2325	2330	163[1)] / 235	248	485	2000	253	728	200	755	755
Т2-25-2	6905	650	2885	2700	670	538	554	2800	295	814	280	840	840
Т2-50-2	8777	825	3300	3450	1202	462	745	3250	420	990	300	1055	1055
ТВ-50-2	8458	825	3388	3390	955	670	732	3250	618	990	300	1055	1055
ТВ2-30-2	7750	650	3275	3175	650	548	554	2800	295	814	280	840	840
ТВ-60-2	8648	825	3388	3390	1045	495	745	3250	450	990	300	1055	1055
ТВ2-100-2	10505	825	4275	4275	1130	605	698	5400	620	1000	400	1035	1230
ТВ2-150-2	11770	940	4900	4800	1130	630	732	6400	550	1075	400	1156	1230
ТВФ-60-2	7980	825	3090	3000	1065	457	530	2850	350	930	300	950	1230
ТВФ-63-2	7985	826	3090	3000	1070	447	546	2850	340	950	305	990	1230
ТВФ-100-2	8625	825	3350	3385	1065	475	568	3250	425	1000	325	1070	1230
ТВФ-120-2	8625	825	3350	3385	1055	475	568	3250	425	1000	325	1070	1230
ТВВ-165-2	9350	940	3575	3625	1210	625	568	3950	390	1000	350	1070	1230
ТВВ-200-2А	9770	860	3850	3850	1210	565	607	4350	440	1075	400	1140	1310
ТВВ-220-2А	9770	860	3850	3850	1210	565	607	4350	440	1075	400	1140	1310
ТВВ-320-2	11870	870	4850	4850	1300	550	607	6100	480	1075	450	1140	1310
ТВС-30	6916	650	2850	2770	646	550	523	2800	295	816(816)	280	848	848
ТГВ-200[2)]	11625	1890	4050	4050	1635	492(528)[4)]	780	5100	497(533)[4)]	1075	435	1155	1235
ТГВ-200М	11625	1890	4050	4050	1635	492(528)[4)]	780	5100	497(533)[4)]	1075	435	1155	1235
ТГВ-300[2)]	11977	1707	4250	4500	1520	510	720	5800	437	1120	450	1200	1235
ТГВ-300[3)]	11965	1707	4250	4610	1408	510	720	5800	437	1120	450	1200	1235
ТВМ-320	11750	870	4650	4650	-	550	780	5700	460	1075	450	1138	-
ТВМ-500	12523	875	4980	4990	1678	600	791	5900	525	1125	500	1220	-

[1)] В числителе приведены данные для турбогенераторов заводов «Электросила», в знаменателе -для ЛТГЗ.
[2)] 36 пазов.
[3)] 40 пазов.
[4)] В скобках приведены данные для 40 пазов, остальные – для 36 пазов.

При косвенном охлаждении цилиндрическая бочка ротора имеет рифленую поверхность или продольные шлицы в зубцах для увеличения поверхности охлаждения. Применяются также продуваемые подпазовые каналы. Пазы ротора – закрытые.

У ряда роторов с непосредственным охлаждением водородом и забором газа из зазора (серии ТВФ и ТВВ) края зубцов к поверхности бочки ротора скошены для улучшения входа (выхода) газа в пазовый клин, имеющий вентиляционные отверстия для подачи газа к меди обмотки.

Обмотка ротора генераторов выполняется в виде последовательно соединенных концентричных катушек, витки которых изготовлены из голой меди и изолированы друг от друга и от бочки ротора.

Для роторов используется горячекатаная или холоднотянутая медь с пределом текучести не менее 135 МПа, величиной относительного удлинения при разрыве не ниже 30% и удельным электрическим сопротивлением не более 0,0185 Ом·мм^2/м.

Применяемая ранее медь марки М1 не исключала остаточной деформации витков катушек в лобовых частях после длительной эксплуатации вследствие необратимого снижения прочностных свойств при нагреве до 120–150°С до уровня свойств отожженной (сырой) меди. Это привело к необходимости использовать медь марки МС (с присадкой серебра), которая имеет предел текучести 150–200 МПа при температуре 150°С и для которой необратимое разупрочнение наступает при нагреве до температур порядка 250–280 °С [25].

Роторные катушки генераторов Т2, ТВ, ТВ2 изготовляются непрерывной намоткой из полосовой меди, изгибаемой на ребро, рихтуются и укладываются плашмя в пазы ротора.

Катушки роторов генераторов ТВФ, ТВВ составляются из полувитков, изготовленных из полосовой меди. Лобовая часть такой обмотки выполнена из меди корытообразного профиля, по аксиальным каналам которой циркулирует охлаждающий газ (рис. 1-30, *а*). На боковых поверхностях пазовой части полукатушек профрезерованы наклонные открытые каналы для охлаждающего газа (рис. 1-30, *б*). Вентиляционные каналы могут быть закрытыми (рис. 1-30, *в*). Такие каналы имеют площадь охлаждения больше, чем у каналов на боковой поверхности витков. Имеются конструкции с поперечными вентиляционными каналами.

У роторов с непосредственным охлаждением генераторов серии ТГВ вся обмотка выполнена из аналогичной меди корытообразного профиля; охлаждающий газ, поступая с торцов катушек, выбрасывается в зазор машины через радиальные отверстия в центральной части бочки ротора.

Поверхность бочки роторов, обмотки которых охлаждаются водой, выполняется гладкой. Витки катушек изготовлены из меди прямоугольного сечения с внутренними каналами для протока воды. Подача воды, распределение воды по виткам и слив наружу имеют различное конструктивное исполнение (разделы 10, 11). На генераторах серии ТГВ распределение воды по виткам из них производится по системе шлангов, расположенных на роторе со стороны возбудителя.

Обмоточные данные роторов приведены в табл. 2-32, конструкция обмоток, заполнение паза и лобовые части обмоток видны на рис. 2-17 и в табл. 2-33.

Таблица 2-32. Обмоточные данные роторов

Турбогенератор	Число пазных делений	Число рабочих пазов	Размеры паза, мм	Сечение провода обмотки, мм	Число проводников в пазу	Число витков на полюс	Расчетные при 15°С, Ом
Т2-6-2	34	24	25x(98+22)[1] / 25x105	3,2x21,5	25 / 20	150 / 120	0,341 / 0,273
Т2-12-2	38	28	25x(108+24,5) / 24,8x132	3,2x21,5	28	196	0,559
Т2-25-2	42	32	25x(122+28)	5,7x21,5	18	144	0,33
Т2-50-2	46	32+4	31,7x(123+35)	7x28	15	133	0,228
ТВ-50-2 ТВ-60-2			31, 7x(108+35)		13		
ТВ2-30-2	42	32	25x(122+28)	5,7x21,5	18	144	0,33
ТВ2-100-2	48	36	31,7x(121x36)	7x28	15	135	0,335
ТВ2-150-2	52	40	31,7x(121+38,5)	7x28	15	150	0.436
ТВС-30	42	32	24,8x(123+28)	5,7x21,5	18	144	0,331 при 20°С
ТВФ-60-2	42	28	32,5x(120,25+ +35+16,25[2])	(5x28)x2[3]	10	70	0,096
ТВФ-100-2	48	32	32, 5x(118,25+35+ +16,25[2])	(5x28)x2[3]	10	80	0,1185
ТВФ-120-2	48	32	32, 5x(120,25+ +35+16,25[2])	(5x28)x2[3]	10	80	0,1194

Турбогенератор	Число пазных делений	Число рабочих пазов	Размеры паза, мм	Сечение провода обмотки, мм	Число проводников в пазу	Число витков на полюс	Расчетные при 15°С, Ом
ТВВ-165-2	48	32	32,5x(120,25+ +35+16,25[2])	(5x28)x2[3]	10	80	0,137
ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	52	36	32,5x(113, 25+ +35+16,25[2])	(7x28)x2	7	63	0,0874
ТВВ-320-2	52	36	32,5x(113,25+ +35+16,25[2])	(7x28)x2	7	63	0,1145
ТВВ-800-2	-	36	1 к.:40x(114-25)/31,5 2–9 к.:40(143-25)/30	7,5x(26–40)x2	1 к. – 6, 2–9 к.– 8	70	
ТГВ-200	52	36	30,6x(140,5+33)	(6x26,8)x2	10	90	0,177
		40	30,6x(138,5+33)	(6x27,6)x2		100	0,194
ТГВ-200М	52	36	30, 6x(140,5+33)	(6x26,8)x2	10	90	0,177
ТГВ-300	52	36	33,9x (125+35)	(7,5x30)x2	7	63	0,105
	52	40	33,5x(124+36)	(7,5x30)x2	7	70	0,115
ТВМ-320	51	36	31,8x(134+35)	22,5x27 Ø13,5	5	45	0,051
ТВМ-500	52	36	33,3x(135+37,5)	29x20 Ø12	6	51	0,06

[1] В числителе приведены данные для турбогенераторов заводов «Электросила» и «Электротяжмаш», в знаменателе – для турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] Радиус закругления дна паза.
[3] Верхний полувиток 7x28. Ø – диаметр внутреннего канала

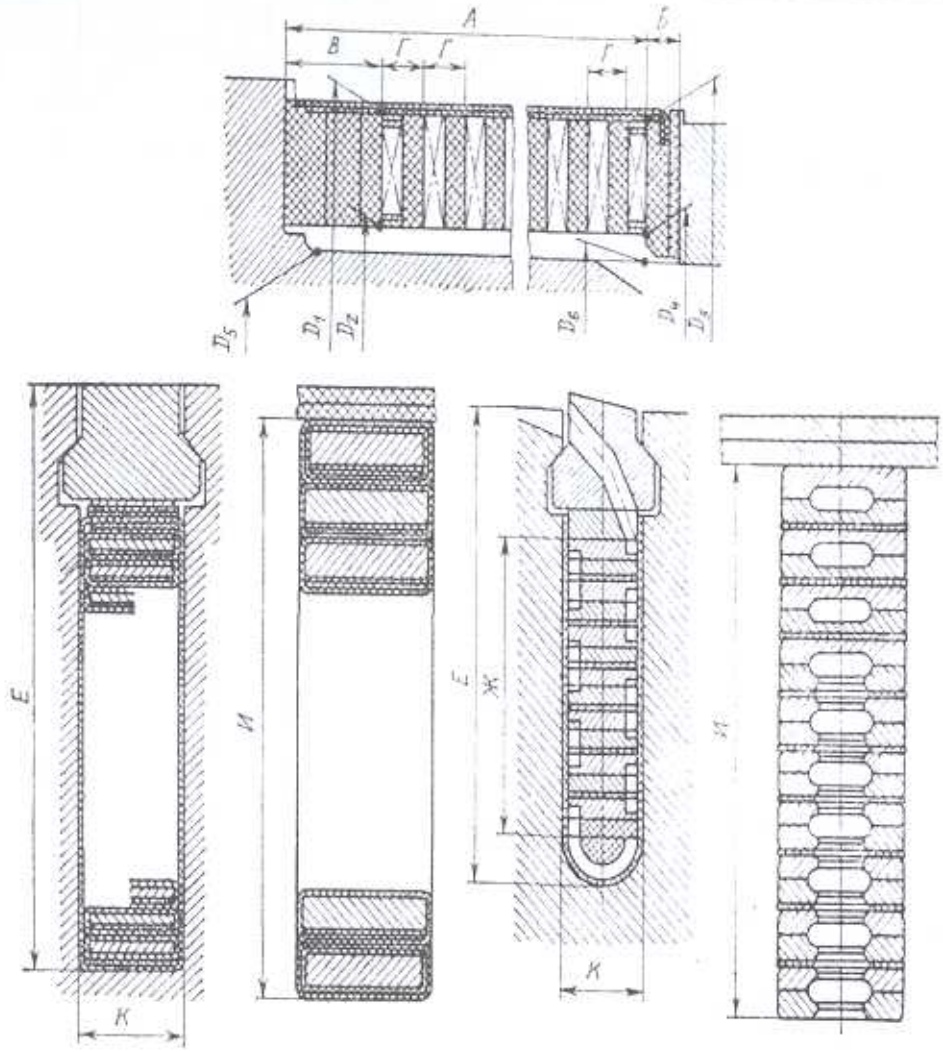


Рис. 2-17. Габариты лобовых частей и заполнение паза обмотки ротора турбогенераторов различных типов (размеры указаны в табл. 2-33).

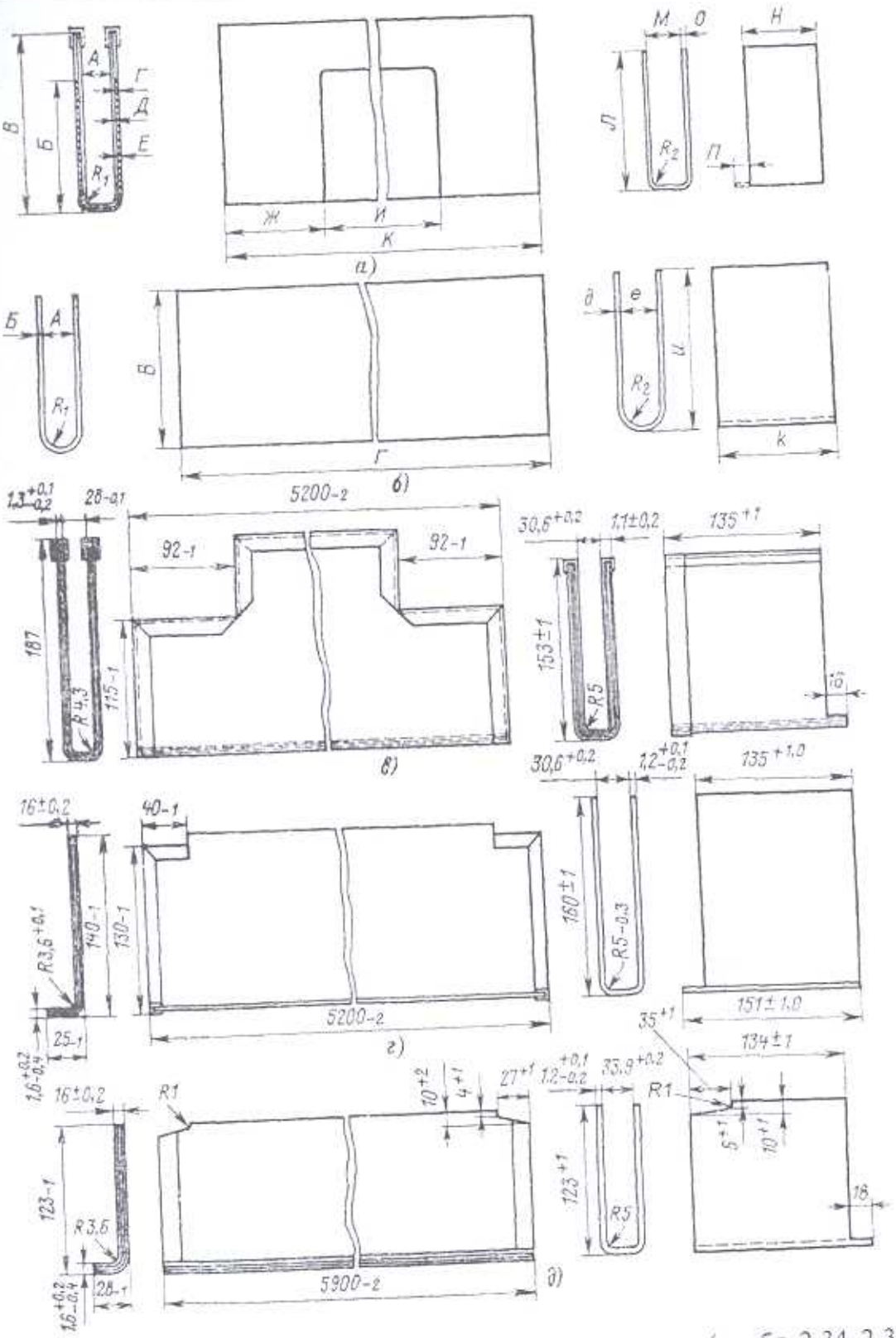


Рис. 2-18. Пазовая изоляция роторов турбогенераторов (к табл. 2-34, 2-35):
а – генераторы типов Т2, ТВ, ТВ2, ТВС (размеры в табл. 2-34);
б – генераторы типов ТВФ, ТВВ (размеры в табл. 2-35);
в – генератор типа ТГВ-200 (миканитовая гильза);
г – генератор типа ТГВ-200 (стеклотекстолитовая гильза);
д – генератор типа ТГВ-300 (стеклотекстолитовая гильза)

Таблица 2-33. Размеры обмоток роторов и крепление токоподводов, мм (рис. 2-17)

Турбогенератор	*А*	*Б*	*В*	*Г*	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$	$Д_5$	$Д_6$	*Е*	*Ж*	*И*	*К*	*Место*[4]
Т2-6-2[1]	324	31	85	43	613	409 [454]	611	407 [452]	370	350	126,5 [104,8]	100,5 [78,8]	102 [79,5]	25	Верх
Т2-12-2[1]	369 [377]	31 [23]	88 (84,5)	43 [45]	678 [676,5]	458 [462]	675 [673,3]	455 [459]	420 [418]	410	134,5 [132,0]	109,5 [99,3]	110 [100]	25 [24,8]	Низ
Т2-25-2	427	28	89,5	45	746	514	736	504	470	460	150	115	114	25	Верх
Т2-50-2	572	28	96	56	903	676	898	664	600	580	143 (1)[3] 158 (2-9)	101(1)[3] 116 (2-9)	102 117	31,7	Низ
ТВ-50-2	572	42	96	56	905	703	898	665	600	580	143 (1)[3] 158 (2-9)	100 (1) 115 (2-9)	101,5 (1)[3] 110,5 (2-9)	31,7	Низ
ТВ2-30-2	427	28	89,5	45	746	514	736	504	470	460	150	115	114	25	Верх
ТВ-60-2	572	52	96	56	898	665	906	673	600	585	143(1)[3] 158(2-9)	100(1)[3] 115(2-9)	101,5(1) 116,5(2-9)	31,7	Низ
ТВ2-100-2	518	47	89	50	919	686	911	678	640	630	156,5	115	116,5	31,7	Низ
ТВ2-150-2	567	48	88	50	988	755	982	749	730	700	159,5	115	116,5	31,7	Верх
ТВС-30	427	28	89,5	45	749	504	740,5	496	485	467,5	149,5	114,5	114	24,8	Верх
ТВФ-60-2	352	52	90	39	840	610	834	604	550	535	161,5	110,5	115	32,5	Верх
ТВФ-100-2	391	52	90	39	910	680	903	673	620	605	171,5	110,5	115	32,5	Низ
ТВФ-120-2	419	52	90	43	910	680	903	673	620	605	171,5	110,5	115	32,5	Низ
ТВВ-165-2	391	52	90	39	910	680	903	673	620	605	171,5	110,5	115	32,5	Низ
ТВВ-200-2А	430	52	90	39	985	769	977	761	700	685	164,5	103,5	108	32,5	Верх
ТВВ-220-2А	462	52	90	43	985	769	977	761	700	685	164,5	103,5	108	32,5	Верх
ТВВ-320-2	462	35	90	43	985	769	977	761	700	685	164,5	103,5	108	32,5	Верх
ТВВ-800-2	594	48	102	57	1130	944 (1) 881(2-9)	1122	874	-	-	138,5 (1) 168,5 (2-9)	97,5 (1) 127,5 (2-9)	93 (1) 124 (2-9)	40/31,5 40/30	
ТГВ-200[2]	546	24	137,6 (90)	47,6	988 (989)	735 (735,9)	980	726,3	665	620	173,5 (171,5)	128,5	126,5	30,6	Низ (верх)
ТГВ-200М	546	24	137,6	47,6	988	735	980	726,8	665	620	173,5	128,5	126,5	30,6	Низ
ТГВ-300[2]	480	25	90	45 (40)	1028	807,8 (807)	1020	800 (799,2)	694 (700)	655	160	114	109,2	33,9 (33,5)	Низ (верх)
ТВМ-500	625	48	100	62	1039,4	790	1031,4	782	722	712	171	124	123	33,3	Верх

[1] В квадратных скобках приведены размеры турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] Данные для 36 пазов, в скобках – для 40 пазов.
[3] Размеры для первых катушек.
[4] Место присоединения токоподвода к первой катушке

Таблица 2-34. Пазовая изоляция роторных обмоток с косвенным охлаждением (рис. 2-18, *а*)

Турбогенератор	Размеры, мм																
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	R_1	*Ж*	*И*	*К*	*Л*	*М*	*Н*	*О*	R_2	*П*	Количество на ротор[1]
Т2-6-2	20,0 (23,0)[2]	–	130	(0,25)	1,0	1,0	1,0	-	-	1440	(83,5)	(25,0)	(76)	(1,0)	(2,0)	(10)	24
Т2-12-2	22,0 (22,1)	100	145	0,5 (0,35)	1,0	1,5 (1,35)	1,0 (1,5)	75 (85)	1900	2050 (2070)	109 (106)	25,0 (24,8)	76 (85)	1,0	2,5	10 (13)	28
Т2-25-2	22,0	114	165	0,5	1,0	1,5	1,5	85	2680	2850	121	25,0	75	1,0	2,0	–	32
	22,0	114	165	0,35	1,1	1,45	1,5	100	2800	3000	121	25,0	75	1,0	2,0	–	32
	22,0	114	165	0,35	1,1	1,45	1,5	85	2680	2850	121	25,0	75	1,0	2,0	–	32
Т2-50-2	28,6	99	155	0,35	1,2	1,55	3,0	100	3100	3300	108	31,7	80	1,15	4,5	13	4
ТВ-50-2	28,6	112	170	0,35	1,2	1,55	3,0	100	3100	3300	123	31,7	80	1,15	4,5	13	32
ТВ-60-2																	
ТВ2-30-2	22,0	115	165	0,35	1,15	1,5	1,5	98	2654	2850	121	25,0	75	1,0	2,5	10	32
ТВС-30	22,1	114	165	0,35	1,0	1,35	1,5	100	2680	2880	123	24,8	100	1,0	2,5	13	32
ТВ2-100-2	28,4	112	170	0,35	1,3	1,65	2,5	105	5240	5450	123	31,7	80	1,15	5	13	36
ТВ2-150-2	28,4	112	170	0,35	1,3	1,65	2,5	105	6240	6450	123	31,7	80	1,15	5	13	40

[1] Количество манжет равно удвоенному количеству пазовых гильз.
[2] В скобках приведены размеры турбогенераторов ЛТГЗ.

Таблица 2-35. Пазовая изоляция роторных обмоток турбогенераторов серий ТВФ, ТВВ (рис. 2-18, *б*)

Турбогенератор	Размеры, мм										Количество на ротор
	А	*Б*	*В*	*Г*	R_1	*d*	*e*	u	k	R_2	
ТВФ-60-2	28,5	2	136,5	2900	14,25	1	32,5	135,5	100	16,25	28
ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	28,5	2	134,5	3300	14,25	1	32,5	135,5	100	16,25	32
ТВВ-165-2	28,5	2	136,5	4000	14,25	1	32,5	135,5	100	16,25	32
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А	28,5	2	129,5	4400	14,25	1	32,5	130,5	100	16,25	36
ТВВ-320-2	28,5	2	129,5	6150	14,25	1	32,5	130,5	100	16,25	36

Корпусная изоляция роторных обмоток выполнена в виде пазовых гильз. Размеры пазовых гильз приведены на рис. 2-18 и в табл. 2-34, 2-35. Для роторов первых выпусков генератора ТГВ-200 предусматривались миканитовые гильзы. Для остальных турбогенераторов – стеклотекстолитовые.

Пазовые клинья ротора удерживают катушки обмотки от смещения под действием центробежных сил, а также служат демпферной обмоткой при несимметричной нагрузке генератора. Для уменьшения потока рассеяния ротора пазовые клинья изготовляют из электропроводящих немагнитных материалов: дюралюминия марки Д16Т, титанового сплава ВТ5. В целях обеспечения замыкания демпферных токов по окружности концевые клинья должны быть плотно подогнаны по пазам.

Термическая стойкость торцевых частей роторов на современных турбогенераторах повышена благодаря следующим основным мероприятиям [26]:

изготовление концевых клиньев из бронзы и установка медного короткозамыкающего кольца из двух слоев медных сегментов под бандажом; зубцы сегментов входят в обмоточные пазы и контактируют с концевыми клиньями (единая серия ТВФ и ТВВ, серии ТФ и ТЗФ);

то же, но дополнительно – демпферные пазы с бронзовыми клиньями в большом зубе (единая серия ТВВ 320 МВт и выше; в генераторах 1000 МВт пазы в большом зубе снабжены демпферными стержнями);

изготовление из бронзы клиньев в пазах, прилегающих к большому зубу (ТГВ-500);

полная демпферная обмотка, состоящая из полых медных проводников в пазах под клиньями и короткозамыкающих колец из двух слоев медных сегментов под бандажными кольцами и изоляционными сегментами (ТЗВ-800);

проводящий кольцевой пояс из бронзовых клиньев во всех пазах в торцах ротора, хвостовики клиньев прижаты к бандажному кольцу (АСТГ-200).

Роторный бандаж – самый напряженный в механическом отношении узел ротора – выполняется разборным и состоит из бандажного кольца, центрирующего (упорного) кольца и деталей крепления. К материалу бандажных колец предъявляются высокие требования по механическим и физическим свойствам.

Бандажные кольца роторов генераторов мощностью 12 МВт и выше изготавливаются из немагнитной стали. Применяются среднеуглеродистые хромо-марганцевые и хромоникель-марганцевые аустенитные стали типовых марок: 40Х4Г18, 50Х5Г19 и 60Х3Г8Н8В. Механические свойства для пяти категорий поковок приведены в табл. 2-36.

Магнитная проницаемость применяемых сталей обычно не превышает 1,01–1,03; удельное сопротивление в рабочем диапазоне температур находится в пределах 0,7–0,8 Ом·мм^2/м. Бандажные кольца роторов турбогенераторов мощностью 12 –150 МВт группируются по пяти категориям прочности в соответствии с табл. 2-37.

Таблица 2-36. Механические свойства поковок немагнитных бандажных колец

Категория бандажных колец	Зона (по толщине стенки) отбора образцов для испытаний	Предел текучести, 10^{-7} Па, не менее	Временное сопротивление, 10^{-7} Па, не менее	Относительное удлинение[1], %, не менее	Относительное сжатие, %, не менее	Угол загиба на оправке Ø 40 мм, градусы	Ударная вязкость, 10^{-7} Па не менее
I	Наружная	60	75	25	35	180	8
II	Внутренняя	72	85	22	35	180	8
III	Наружная	80	90	20	35	–	–
	Внутренняя	85	95	20	35	180	8
IV	Наружная	85	93	20	35	–	–
	Внутренняя	90	98	20	35	180	8
V	Наружная	88	93	20	35	–	–
	Внутренняя	100	106	20	35	–	9

[1] Для «пятикратных» образцов

Таблица 2-37. Распределение турбогенераторов по категориям прочности немагнитных бандажей роторов

Категории			
II	III	IV	V
Т2-12-2, Т2-25-2, ТВ2-30-2, ТВС-30	Т2-50-2, ТВ-50-2, ТВ-60-2, ТВ2-100-2, ТВФ-60-2, ТВФ100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-165-2	ТВ2-150-2, ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2, ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300	ТВМ-500, ТВВ-500-2

Магнитные бандажные кольца, центрирующие кольца и некоторые детали крепления изготавливаются из низколегированных конструкционных сталей, поковки которых имеют семь категорий прочности (табл. 2-38).

Таблица 2-38. Механические свойства поковок магнитных бандажных и центрирующих колец (не менее указанных)

Характеристики	Категории						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Предел текучести, 10^{-7}, Па	30	40	50	60	70	80	90
Предел прочности, 10^{-7}, Па	50	60	70	78	85	95	103
Относительное удлинение, % [1]	16	16	16	16	14	13	12
Ударная вязкость, 10^{-7}, Па	3	5	4	5	5	4	4
Относительное сжатие, %	30	30	30	35	35	30	30
Основные марки стали[2]	35 35Х	38ХМА 35ХМАР	38ХМА 38ХВА 35ХМАР	35ХН1МАР	35ХН1МАР	35ХН1МАР 35ХН3МФАР	35ХН3МФАР

[1] Для пятикратных образцов.
[2] Допускается применение для центрирующих колец сталей марок 40Х, 34ХН1М, 34ХМ, ХН3М, 0ХН3М, 0ХН1М.

Конструктивные исполнения бандажей турбогенераторов приведены на рис. 2-19 – 2-24 и в табл. 2-39, посадочные размеры деталей – в разделе 5 (табл. 5-8).

Роторные бандажи можно классифицировать (рис.2-19):

по количеству посадочных поверхностей бандажа на вал ротора: на однопосадочные и двухпосадочные;

по способу сопряжения бандажного и центрирующего колец: с совместным или раздельным снятием их с ротора;

по степени жесткости центрирующего кольца относительно передачи изгибающего момента от прогиба ротора: жесткие и эластичные;

по способу крепления центрирующего кольца (рис. 2-20, 2-21): стопорными винтами, стопорной гайкой, закладными шпонками, кольцевой шпонкой, упорными планками;

по способу крепления бандажного кольца от аксиального сдвига: вентилятором, промежуточным кольцом, кольцевой закладной шпонкой, пружинным кольцом, стопорной гайкой, сегментной шпонкой (рис. 2-21, 2-22, 2-23);

по наличию изоляции в месте посадки бандажа на бочку ротора.

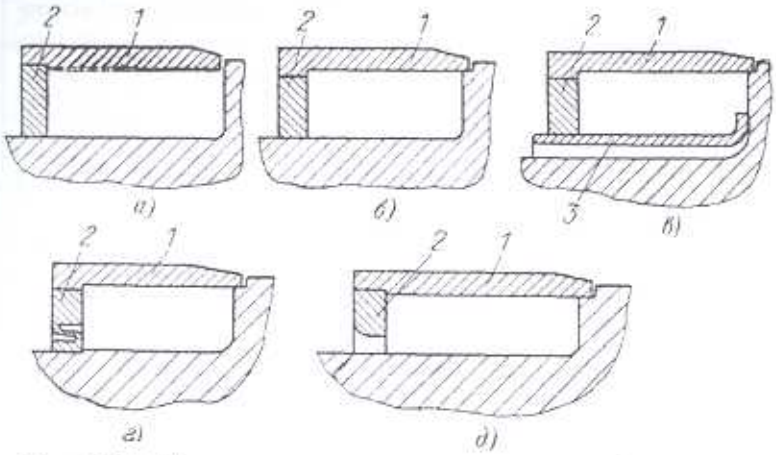


Рис. 2-19. Конструктивные типы роторных бандажей:
а – однопосадочный (отставленный) бандаж; *б* – двухпосадочный бандаж;
в – двухпосадочный бандаж с промежуточной втулкой; *г* – двухпосадочный бандаж с Z-образным центрирующим кольцом; *д* – консольный бандаж;
1 – бандажное кольцо; 2 – центрирующее (упорное) кольцо; 3 – промежуточная втулка

Таблица 2-39. Конструктивное исполнение бандажных узлов турбогенераторов

Турбогенератор	Количество посадок бандажа на вал	Вид центрирующего (упорного) кольца	Способ крепления бандажного кольца[4]	Способ крепления центрирующего (упорного) кольца[5]	Изоляция под носиком	Последовательность разборки узла
Т2-6-2 Т2-12-2	Однопосадочный отставленный	Жесткое	Вентилятором	Стопорными винтами. Упорными планками	-	Раздельное снятие
Т2-25-2[6]	Двухпосадочный	То же	Промежуточным кольцом	Стопорными винтами. Стопорной гайкой	Нет[1]	Совместное снятие – до 1946 г. Раздельное снятие
Т2-50-2	То же	Жесткое[2]	Вентилятором	Стопорными винтами. Стопорной гайкой	То же	Совместное снятие - до 1946 г. Раздельное снятие
ТВ-50-2	То же	Жесткое[2] (первые выпуски). Эластичное	То же	Стопорной гайкой	То же	Раздельное снятие
ТВ2-30-2[6]	То же	Жесткое	Промежуточными кольцами	То же	То же	То же
ТВ– 60-2	То же	Эластичное	Вентилятором	Упорными планками	Есть. В первых выпусках нет[1]	То же
ТВ2-100-2 ТВ2– 150-2	То же	Жесткое[2] (первые выпуски). Эластичное	Пружинным кольцом	То же	То же	То же
ТВС-30[7]	Однопосадочный отставленный	Жесткое	Кольцевой шпонкой	Шпонками	-	Раздельное снятие
ТВФ-60-2 ТВФ-100-2 ТВФ-120-2 ТВВ-165-2 ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А ТВВ-320-2[3]	Двухпосадочный	Эластичное	Пружинным кольцом	Упорными планками	Есть	То же

Турбогенератор	Количество посадок бандажа на вал	Вид центрирующего (упорного) кольца	Способ крепления бандажного кольца[4]	Способ крепления центрирующего (упорного) кольца[5]	Изоляция под носиком	Последовательность разборки узла
ТВВ-200-2А	Однопосадочный консольный	Жесткое	Гайкой	Пружинным кольцом	Нет	Совместное снятие
ТВВ-220-2А						
ТВВ-220–2А						
ТВВ-320-2						
ТВВ-500-2						
ТГВ-200	Однопосадочный консольный		Сегментной шпонкой	Кольцевой шпонкой		То же
ТГВ-200М						
ТГВ-300						
ТВМ-320	Однопосадочный консольный	Жесткое	Сегментной шпонкой	Кольцевой шпонкой	Нет	То же
ТВМ-500			Гайкой			

[1] Изоляция установлена при капитальных ремонтах.
[2] Центрирующие кольца при капитальных ремонтах заменены на эластичные.
[3] При капитальных ремонтах бандажи заменены на однопосадочные, консольные.
[4] Изображен на рис. 2-22, 2-23, 2-24.
[5] Изображен на рис. 2-20, 2-21.
[6] Бандаж имеет вентиляционные отверстия.
[7] На торце «носика» бандажа имеются вентиляционные выборки.

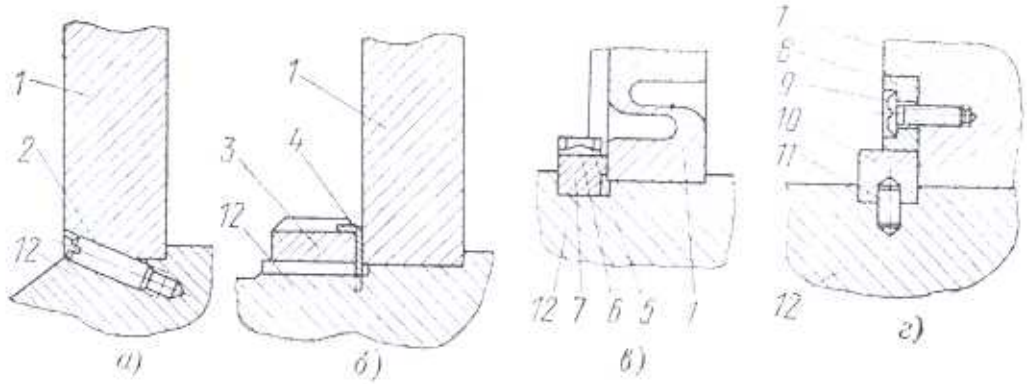


Рис. 2-20. Крепление центрирующих колец стопорными винтами: (*а*), стопорной гайкой (*б*), упорными планками (*в*), шпонками (*г*); 1 – центрирующее кольцо; 2 – стопорный винт; 3 – стопорная гайка; 4 – шайба; 5 – болт; 6 – пластинчатая шайба; 7 – упорная планка; 8 – планка; 9 – винт; 10 – шпонка; 11 – штифт; 12 – вал

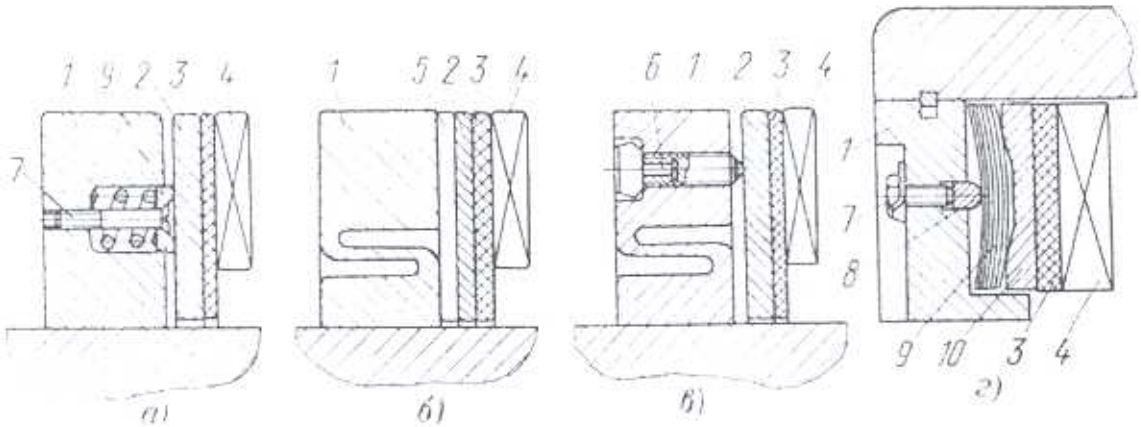


Рис. 2-21. Устройства для компенсации тепловых расширений обмотки ротора: *а* – с винтовыми пружинами; *б*, *в* – со стальными дисками; *г* – с наборным пружинным кольцом; 1 – центрирующее (упорное) кольцо; 2 – диск; 3 – торцевая шайба; 4 – обмотка ротора; 5 – дистанционный сегмент; 6 – нажимный винт; 7 – болт; 8 – кольцо нажимное; 9 – кольцо пружинное; 10 – кольцо опорное

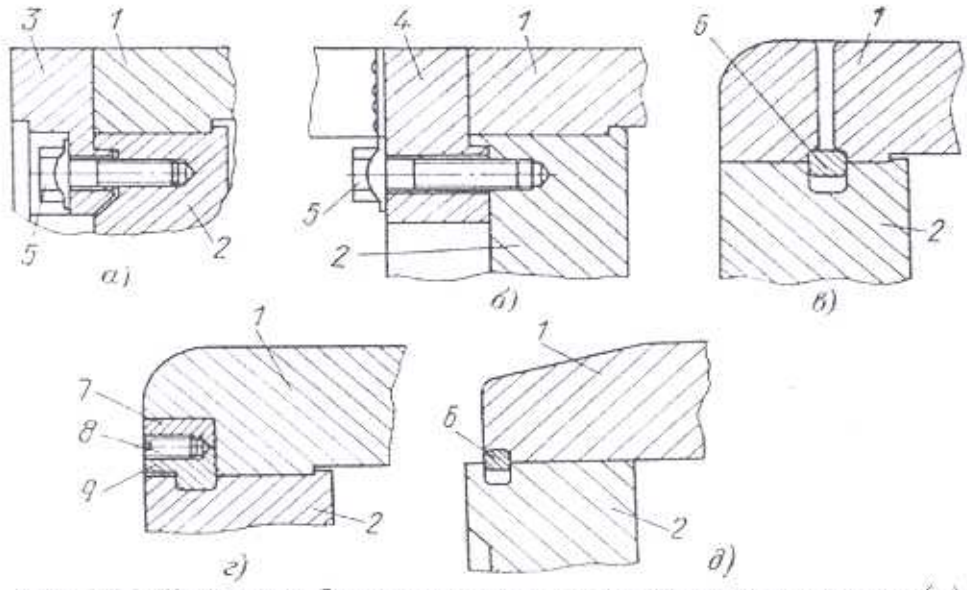


Рис. 2-22. Крепление бандажных колец промежуточным кольцом (*а*), вентилятором (*б*), пружинным кольцом (*в, д*), кольцевой шпонкой (*г*):
1 – бандажное кольцо; 2 – центрирующее кольцо; 3 – промежуточное кольцо; 4 – вентилятор; 5–болт; 6 – пружинное кольцо; 7– закладное кольцо; 8 – винт; 9 – шпонка

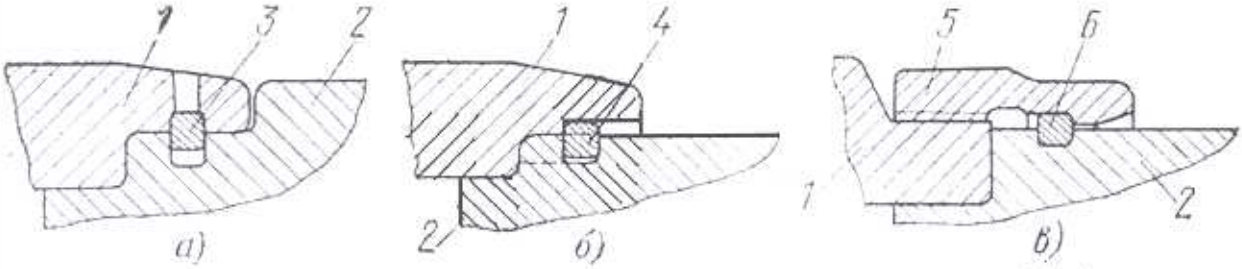


Рис. 2-23. Крепление консольных бандажей пружинной шпонкой (*а*), сегментной шпонкой (*б*), гайкой (*в*):
1 – бандажное кольцо; 2 – бочка ротора; 3 – кольцевая шпонка; 4 – сегментная шпонка; 5 – гайка; 6 – пружинное кольцо

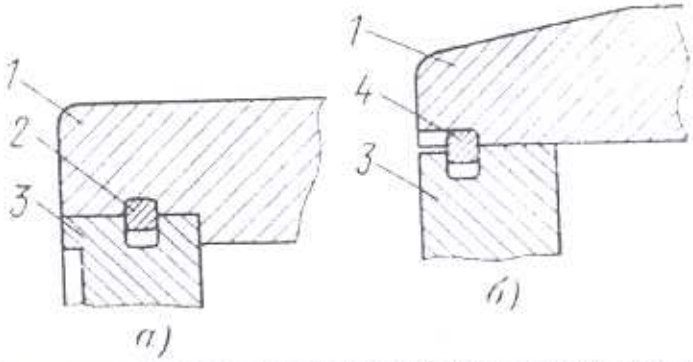


Рис. 2-24. Крепление консольных бандажей на упорных кольцах кольцевой шпонкой (*а*), пружинным кольцом (*б*):
1 – бандажное кольцо; 2 – кольцевая шпонка; 3 – упорное кольцо; 4 – пружинное кольцо.

Центрирующие кольца имеют следующие конструктивные исполнения:

– жесткие кольца (прямоугольное поперечное сечение, посадка на вал и посадка бандажного кольца на центрирующее); в такой конструкции бандажного узла максимальные напряжения в бандажах в направлении оси генератора;

– мембранные кольца (в поперечном сечении имеют форму швеллера, редко – тавра);

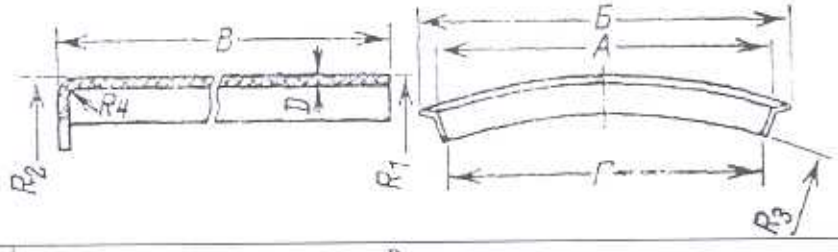
– центрирующие кольца повышенной эластичности конструкции ЦКБ «Энергоремонт», имеющие осевые прорези в теле колец; кольца этой конструкции, несмотря на двухпосадочную конструкцию бандажного узла, значительно снижают напряжения в осевом направлении; проект реализован на многих генераторах мощностью от 30 до 100 МВт;

– упорные кольца – элементы, обеспечивающие упор обмотки в осевом направлении в однопосадочных конструкциях бандажного узла.

Предполагалось, что мембранные центрирующие кольца за счет податливости в осевом направлении смогут компенсировать деформации узла и снизить аксиальные напряжения. Практика не подтвердила такого предположения, более того, за счет несимметричного приложения нагрузки от бандажа наблюдались открытие посадки «бандаж – центрирующее кольцо», фреттинг и растрескивание бандажных колец на поверхности посадки.

Корпусная изоляция роторной обмотки в пределах лобовых частей выполняется подбандажными стеклотекстолитовыми сегментами, которые укладываются на обмотку в два-три слоя с перекроем. Стыки сегментов располагаются против зубцов ротора. Максимальный зазор между сегментами составляет 2,0 мм. Размеры подбандажной изоляции указаны в табл. 2-40 – 2-42.

Таблица 2-40. Подбандажная изоляция турбогенераторов типов Т2; ТВ; ТВ2; ТВС; ТВФ; ТВВ; ТВМ

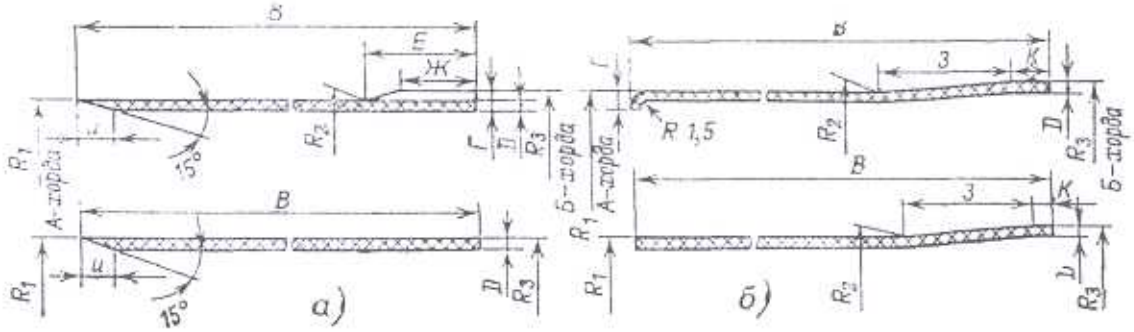


Турбогенератор	Размеры, мм									Количество на ротор
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	R_1	R_2	R_3	R_4	
Т2-6-2[1)]	236	238	350	216(214)	2	311	309	282 (280)	5 (7)	16
	235	237	330	216 (214)	2	309	307	282 (280)	5	16
Т2-12-2[1)]	248 (244)	250 (246)	400 (380)	229(222)	9 (3)	343,5 (337)	341,5 (334)	315 (303)	5	8
	274 (270)	276 (272)	400 (380)	253 (246)	9 (3)	343,5 (337)	341,5 (334)	315(303)	5	8
	247 (242)	248 (244)	380 (370)	229 (222)	9(3)	341,5 (336)	339,5 (334)	315 (306)	5	8
	273 (268)	274 (270)	380 (370)	253 (246)	2 (3)	341,5 (336)	339,5 (334)	315 (306)	5	8
Т2-25-2; ТВ2-30-2	298	302	460	274	3	379	374	343	5	8
	296	300	435	244	3	376	371	343	5	8
	274	278	460	252	3	379	374	343	5	8
	272	276	435	252	3	376	371	343	5	8
Т2-50-2; ТВ-50-2[2)]	348	351	610	325	3	459	455	425	5	16
	346	349	585	325	3	456	452	425	5	16
ТВ-60-2	362	365	592	338	3	459	455	425	5	16
	360	363	569	335	3	456	452	425	5	16
ТВ2-100-2	353	356	550	329	3	465	461	430	5	16
	351	353	525	329	3	462,5	458,5	430	5	16
ТВ2-150-2	353	355	600	330	3	500	497	465	10	14
	351	353	570	330	3	497	494	465	10	14
	296	298	600	277	3	500	497	465	10	4
	294	296	570	277	3	497	494	465	10	4
ТВС-30	301	304	435	276	2,5	380	376	345	5	8
	298	302	420	276	2,5	377	373	345	5	8
	276	279	435	252	2,5	380	376	345	5	8
	273	276	420	252	2,5	377	373	345	5	8

Турбогенератор	Размеры, мм									Количество на ротор
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	R_1	R_2	R_3	R_4	
ТВФ-60-2	371	373	374	339	5	430	427	390	10	16
	366	369	344	339	5	425	422	390	10	16
ТВФ-63-2	379	383	396	349	5	440	437	400	10	–
	376	378	366			435	432			
ТВФ-100-2	353	356	413	325	5	465,5	461,5	425	10	16
	349,5	352	383	325	5	460,5	456,5	425	10	16
ТВФ-110-2Е	361	364	438	333	5	475	471,5	435	10	–
	357	360	408			470	466,5			–
ТВФ-120-2	353	356	441	325	5	465,5	461,5	425	10	16
	349,5	352	411	325	5	460,5	456,5	425	10	16
ТВВ-165-2	353	350	413	325	5	465,5	461,5	425	10	16
	349,5	352	383	325	5	460,5	456,5	425	10	16
ТВВ-200-2А; ТВВ-220-2А; ТВВ-320-2[3]	354	356	452 (482)	326	5	502,5	498,5	460	10	14
	297	299	452 (482)	274	5	502,5	498,5	460	10	4
	350	353	422 (452)	326	5	497,5	493,5	460	10	14
	294	296	422 (452)	274	5	497,5	493,5	460	10	4
ТВВ-320-2Е	389	392	545	360,5	5	512,5	509	471	10	–
	385	388	515			507,5	504			
ТВВ-500-2	366	369	605	340	5	527,5	522,5	486	10	–
	304	307		280						
	362	366	575	340		522,5	517,5			
	301	304		280						
ТВВ-800-2	438	441	619	410	5	575	571	534	10	16
	434	436	589	410	5	570	566	534	10	16
ТВМ-500	370	373	640	362	3	526	522,3	510	3	16
	251	253	640	245	3	526	522,3	510	3	2
	368	372	621	–	3	523	519,3	–	–	16
	250	252	621	–	3	523	519,3	–	–	2

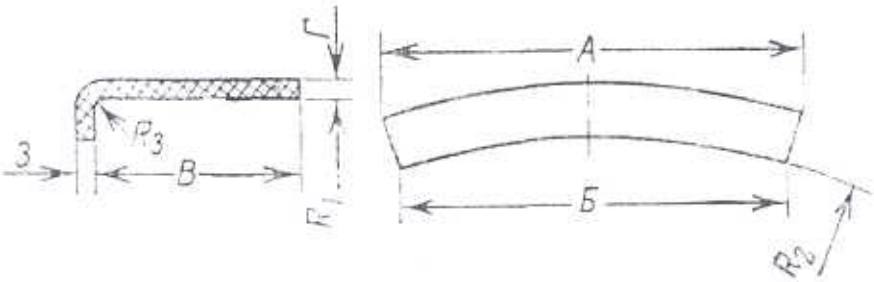
[1] В скобках приведены размеры для турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] Выпущены заводом без изоляции на посадке бандаж-бочка ротора.
[3] В скобках приведены данные для генератора ТВВ-220-2А и однопосадочного исполнения бандажей генераторов ТВВ-320-2.

Таблица 2-41. Подбандажная изоляция турбогенераторов типа ТГВ



Турбогенератор	Размеры, мм													К-во на ротор
	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К	R_1	R_2	R_3	
ТГВ-200	239	244	593	6	3	50	35	–	11	–	495,5	501	503,5	13
ТГВ-200М	238	241	552	–	3	–	–	–	11	–	493	–	498	13
ТГВ-300	246,5	250,5	486	8	3	–	–	60	–	15	513	517	521	13
	245,5	249	476	–	3	–	–	60	–	8	513	517	521	13

Таблица 2-42. Изоляция на посадочном месте «бандаж – бочка ротора»



Турбогенератор	Размеры, мм							Количество на ротор
	А	*Б*	*В*	*Г*	R_1	R_2	R_3	
ТВ-60-2	374	351	46	3	485,7	462	4	16
ТВ2-100-2	378	356	46	3	490,7	468	4	16
ТВ2-150-2	404	387	46	3	525,5	503	4	16
ТВФ-60-2	350	330	46	3	455	432	4	16
ТВФ-100-2	375	357	46	3	487	467	4	16
ТВФ-120-2	375	357	46	3	487	467	4	16
ТВВ-165-2	375	357	46	3	487	467	4	16
ТВВ-220-2А[1)]	406	386	46	3	522,5	505	4	16
ТВВ-320-2[1)]	402	386	46	3	522,5	505	4	16

[1)] Двухпосадочное исполнение бандажа

Мировое производство бандажных колец сосредоточено, в основном, в четырех странах: Германии, России, Франции и Японии [24]. Применявшиеся для бандажных колец немагнитные среднеуглеродистые хромо-марганцевые и хромо-никель-марганцевые аустенитные стали наряду с высокой прочностью имеют существенный недостаток – склонность к коррозионному растрескиванию, которое является результатом одновременного воздействия механических напряжений и агрессивной коррозионной среды. Способствующим фактором является наличие знакопеременных напряжений, поэтому двухпосадочные бандажные кольца повреждаются гораздо чаще однопосадочных (консольных). Установлено, что для среднеуглеродистых бандажных сталей агрессивной является дистиллированная вода. Влажность газа, заполняющего генератор, не может быть исключена. Чтобы снизить скорость развития коррозионного растрескивания, установлена норма предельно допустимой влажности в генераторе – точка росы 15 °С. На практике невозможно избежать случайных попаданий влаги на бандажное кольцо. Поэтому необходимы дополнительные меры: защита поверхности бандажных колец антикоррозионным покрытием (в частности, эмалью КО-855) и систематические профилактические ревизии бандажных узлов (разделы 5 и 14). Рекомендуется также модернизировать бандажный узел и перейти на однопосадочную конструкцию, либо установить эластичные центрирующие кольца.

С 1980 г. в Германии выпускаются (ETE «Energie– und Schmiedetechnik») бандажные кольца из коррозионностойкой низкоуглеродистой хромомарганцевой стали с азотом марки Р-900 (18Mn – 18Cr). Позднее аналогичные бандажные кольца стали изготавливаться в Японии, Франции и России (сталь марки 12Х18АГ18Ш, 1989 г.) [24]. Но хотя коррозионностойкие бандажные кольца внедрены в производство турбогенераторов, на действующих в России электростанциях осталась в эксплуатации основная масса роторов с бандажными кольцами, подверженными коррозионному растрескиванию, предупреждение которого требует указанных выше мер.

Следует отметить, что профилактическая замена бандажных колец на действующих генераторах кольцами из коррозионностойкой стали не исключает необходимости профилактических осмотров и дефектоскопии, а также контроля влажности газовой среды внутри генератора. Исследования причин коррозионного растрескивания бандажных колец из стали 18Mn-18Cr показали, что наличие во влаге, содержащейся в генераторе, ионов меди и хлора резко увеличивает агрессивность влажной среды. Это и приводит к появлению

коррозионных трещин. Хотя скорость развития последних значительно меньше, чем для среднеуглеродистых сталей, но повреждения бандажных колец из коррозионностойкой стали все же не могут быть исключены без профилактических ревизий и защитных мер. Бандажные кольца из стали 18Mn-18Cr можно не покрывать водостойкими эмалями, но на генераторах с водяным охлаждением обмоток роторов такое покрытие необходимо.

Токоподвод и контактные кольца служат для подачи тока в обмотку возбуждения. В турбогенераторах мощностью 6–12 МВт контактные кольца расположены между торцевыми щитами и опорными подшипниками, а токоподводы обычно заложены в специальных пазах на поверхности вала ротора (рис. 2-25, *а*). В генераторах большей мощности контактные кольца вынесены за опорный подшипник вала ротора, а токоподводы размещены в осевом (центральном) отверстии вала (рис. 2-25, *б* и *в*).

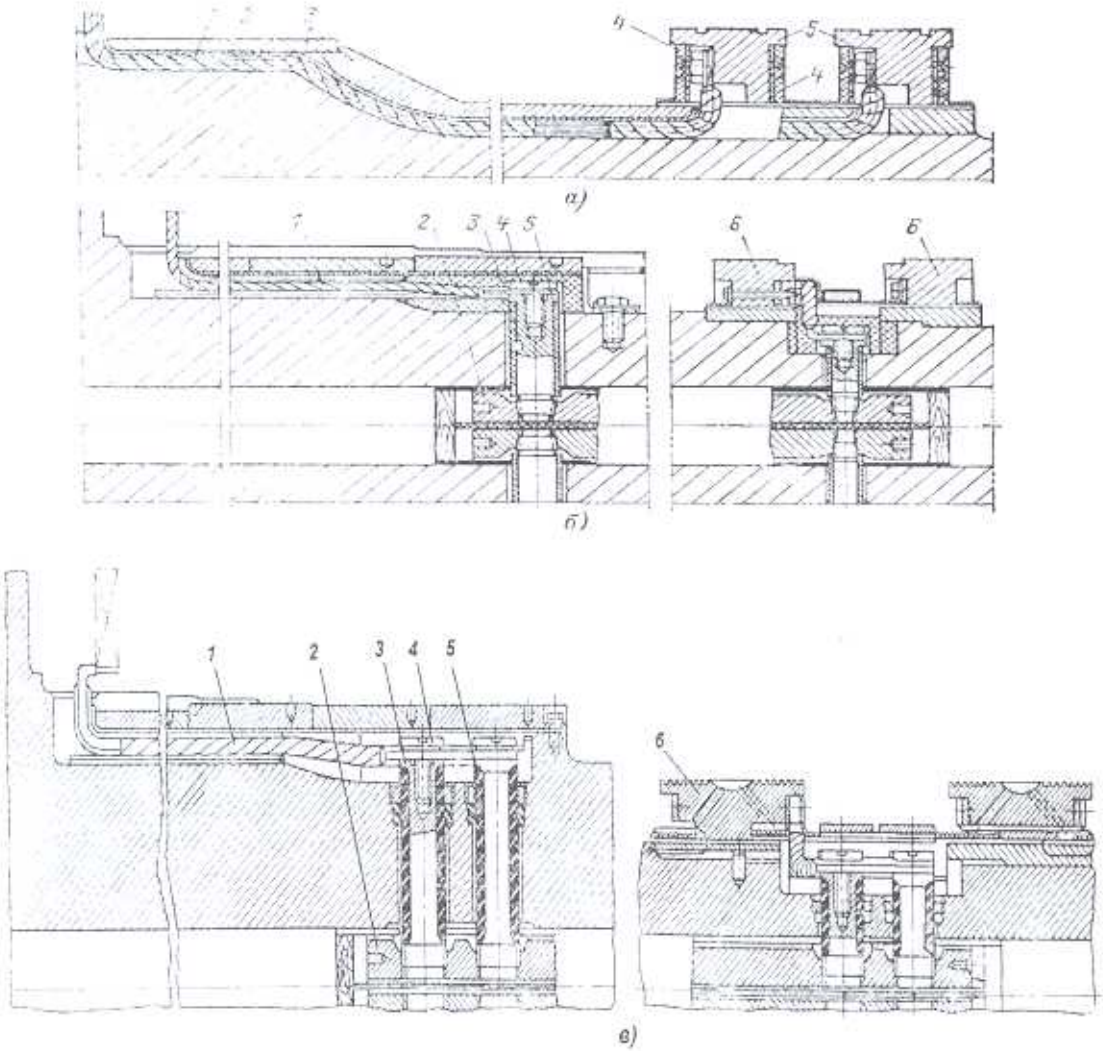


Рис. 2-25. Токоподвод обмотки ротора:

а – на поверхности вала (в пазу): 1 – токоподвод; 2 –защитная полоса; 3 – клин; 4 – кольцо изоляционное; 5 – контактное кольцо;

б и *в* – в центральном отверстии вала (*в* – для генераторов с большим током возбуждения): 1– токоподвод; 2 – стержень токоподвода; 3 – болт токоведущий; 4 – винт контактный; 5 – втулка изоляционная; 6 – контактное кольцо

Конструкция токоподводов, расположенных на поверхности ротора, должна обеспечивать минимальную жесткость на изгиб токоведущей шины. Шина токоподвода набирается из медных полос толщиной 0,5 мм до суммарной толщины 5–20 мм и изолируется стекломикалентой или стеклолакотканью, пропитанной эпоксидно-резольным лаком, до

заданной в чертеже односторонней толщины изоляции (4 мм и более, в зависимости от напряжения возбуждения). Суммарное сечение шины определяется током ротора.

У турбогенераторов типов Т2, ТВ, ТВ2 стержень токоподвода состоит из двух латунных (латунь ЛС-59-1), а у генераторов типов ТВФ, ТВВ – из двух медных (М3, М1) полустержней, изолированных друг от друга. Собранные полустержни вкладываются в изоляционный цилиндр с толщиной стенок 5–10 мм и далее – в центральное отверстие вала.

Изолированные шины токоподвода из полосовой меди и шины контактных колец соединяются с полустержнями медными токоведущими болтами, изолированными от вала ротора резиновой (для старых машин) или стеклотекстолитовой втулкой. Соединение первых катушек с токоподводом производится гибкими шинами, набранными из медных полосок с посеребренными концами, со стеклоизоляцией с односторонней толщиной до 4 мм.

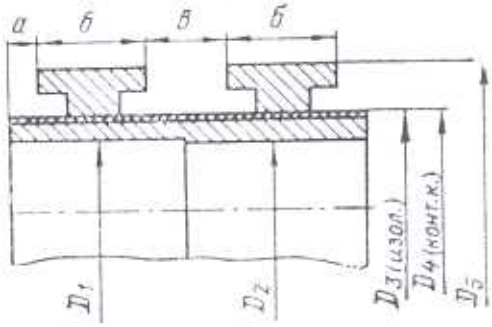
У турбогенераторов с водородным охлаждением газоплотность токоведущих болтов по отношению к валу обеспечивается специальными резиновыми уплотнителями.

Материал контактных колец должен иметь достаточную прочность и быть износоустойчивым. Обычно заготовкой для колец турбогенераторов мощностью до 320 МВт служит поковка из стали марки 40Х или других марок с пределом текучести не менее 500 МПа, а для более мощных генераторов – из стали марки 38ХН3МА с пределом текучести 700 МПа и относительным удлинением не ниже 14%.

Контактные кольца в горячем состоянии насаживаются на промежуточную втулку, изолированную от вала предварительно запеченным миканитом или стеклотекстолитом. У турбогенераторов ТГВ и генераторов ТВВ контактные кольца насаживаются последовательно на промежуточные токораспределительные кольца из материала повышенной проводимости и затем на изолированную стальную втулку, которая насаживается на вал ротора прессовой посадкой[1]. Для турбогенераторов мощностью до 100 МВт втулки изготавливаются сварными из стали марки Ст.3. Для более мощных генераторов в качестве заготовок втулок используют стальные поковки с пределом текучести 320–360 МПа (Сталь 40, 45). Для обеспечения лучшего токораспределения и повышения плотности тока под щетками на поверхности колец нарезают спиральную канавку шириной 3,0 мм и глубиной 4,0–6,0 мм. Для охлаждения контактных колец при больших токах ротора применяются специальные вентиляторы.

Основные размеры узла контактных колец турбогенераторов разных типов приведены в табл. 2-43.

Таблица 2-43. Размеры узла контактных колец, мм



Турбогенератор	Посадка втулки на вал		Посадка контактного кольца на изоляцию		Наружный диаметр контактного кольца $Д_5$	Осевые размеры			Минимально допустимый диаметр контактных колец
	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$		а	б	в	
Т2-6-2[1)]	235 А/Г	221 А/Г	262,4 (264,4)	262 (264)	380	56 (23)	76 (56)	35 (55)	365
Т2-12-2[1)]	275 А/Г	261 А/Г	302,4 (304,65)	302 (304)	420	56 (13)	76	35	405

[1] Имеются турбогенераторы ТВВ мощностью 200–320 МВт с посадкой контактных колец на вал без втулки (см. раздел 5).

Турбогенератор	Посадка втулки на вал		Посадка контактного кольца на изоляцию		Наружный диаметр контактного кольца $Д_5$	Осевые размеры			Минимально допустимый диаметр контактных колец
	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$		*а*	б	*в*	
Т2-25-2, Т2-50-2, ТВ-50-2, ТВ2-30-2	270 А/Г	260 А/Г	313,6	313	430	10	90	100	407
ТВ-60-2, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2	270 А/Пр	260 А/Пр	313,6	313	430	10	98	86	415
ТВС-30	270 А/Пр	260 А/Пр	313,8	313	430	10	90	100	420
ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	290 А/Пр	280 А/Пр	333,6	333	460	10	160	150	439[2]
ТВВ-165-2, ТВВ-220-2А	290 А/Пр	280 А/Пр	333,75	333	460	10	200	200	439[2] 446[3] См. § 5.4
ТВВ-320-2	290 А/Пр	280 А/Пр	336,75	336	460	5	180	200	446[3] См. § 5.4
ТВВ-800-2	Без втулки		Внутр. кольцо		402	65	240	230	488
	257 А/Пр	253 А/Пр	260,62	260,0					
			Наруж. кольцо						
			256,62	256,0					
ТГВ-200-2, ТГВ-200М	258 А/Пл	255 А/Пл	300	298,9	440	10	130	230	430
ТГВ-300	253 А/Пл	251 А/Пл	300	298,9	445	0	155	240	430
ТВМ-500	-	-	341,6	341	488	23	208	209	475
			342,6	342					

[1] В скобках приведены размеры турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] При восстановлении спиральной нарезки глубиной не более 4,0 мм.
[3] Для контактных колец с бронзовым токораспределительным кольцом.

Щеточный аппарат служит для подачи постоянного тока от возбудителя к контактным кольцам обмотки ротора. Собственно контакт осуществляется щетками, прижатыми к поверхности контактных колец положительной и отрицательной полярности. Щетки закреплены, как правило, радиально в щеткодержателях, установленных на поддерживающем устройстве (траверсе). В турбогенераторах небольшой мощности траверсы щеточного аппарата крепятся к наружному щиту (рис. 2-26). На крупных машинах, узел контактных колец которых расположен за подшипником на консольной части вала ротора, траверса устанавливается либо на развитом основании опорного подшипника, либо непосредственно на фундаментной плите (рис. 2-27, 2-28).

Конструкция траверсы должна обеспечивать надежность, механическую и электрическую прочность, а также безопасность обслуживания. Для удобства размещения щеткодержателей и во избежание неравномерного износа контактных колец токособирательные шины смещаются относительно друг друга. Возможность регулировки зазора между контактными кольцами и щеткодержателями обеспечивается овальностью отверстий для их крепления.

Шины закрепляются на стойках изолированными шпильками. Стойки траверсы и в ряде случаев кожух с внутренней стороны изолированы, а траверсы разной полярности разделены изоляционным диском во избежание замыкания или случайного прикосновения при обслуживании аппарата. Траверсы мощных турбогенераторов предназначаются для больших токов возбуждения и выполнены литыми с совмещенной конструкцией шины и поддерживающего устройства.

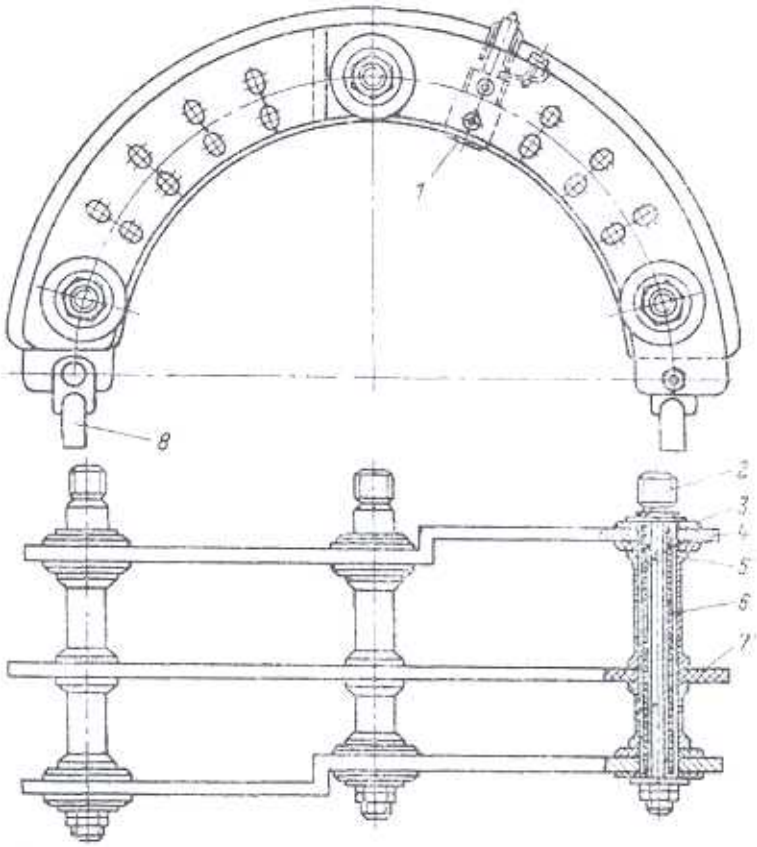


Рис. 2-26. Траверса турбогенератора Т2-6-2:
1 – щеткодержатель; 2 – шпилька; 3 – изоляционная шайба; 4 – шина; 5 – распорная втулка; 6 – изоляционная трубка; 7 – изоляционный сегмент; 8 – кабельный наконечник

Для различных условий эксплуатации применяются разнообразные конструкции щеткодержателей. В основном используются щеткодержатели типа ДБ (рис. 2-29, *а*, табл. 2-44) со ступенчатым регулированием нажимного усилия на щетку. Обоймы щеткодержателей турбогенераторов ТВ2-150-2, ТВВ-165-2, ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-320-2, ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300 изготавливаются из кремнистой латуни ЛК-80-3Л, для остальных генераторов – из алюминиевого сплава. Более совершенными являются блочные щеткодержатели конструкции завода «Электросила» (рис. 2-29, *б*).

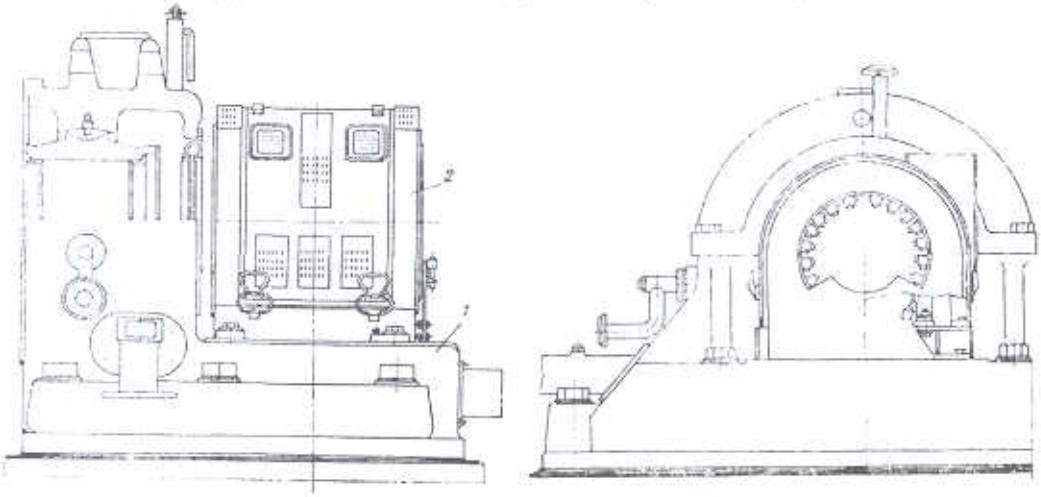


Рис. 2-27. Опорный подшипник с установленным на нем щеткодержательным аппаратом:
1 – корпус подшипника; 2 – щеткодержательный аппарат.

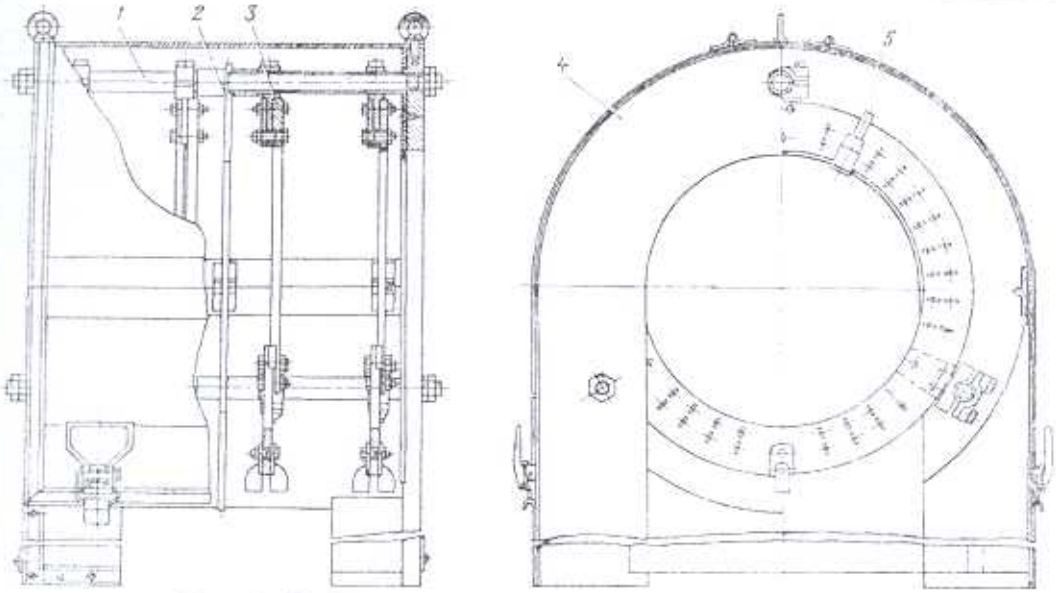


Рис. 2-28. Траверса щеткодержательного аппарата
1 – шпилька изолированная; 2 – перегородка изоляционная; 3 – шина медная; 4 – стойка стальная; 5 – щеткодержатель

Для турбогенераторов 63 МВт и выше применяются униполярные электрощетки марки ЭГ4 (условное обозначение 14) или монополярные электрощетки марок 6110 М (56) на положительном полюсе и ЭГ2АФ (68) на отрицательном полюсе. Для генераторов меньшей мощности применяются электрощетки марки ЭГ-4. Давление пружин на щетки устанавливается в диапазоне $(0,12 – 0,21)\cdot10^5$ Па.

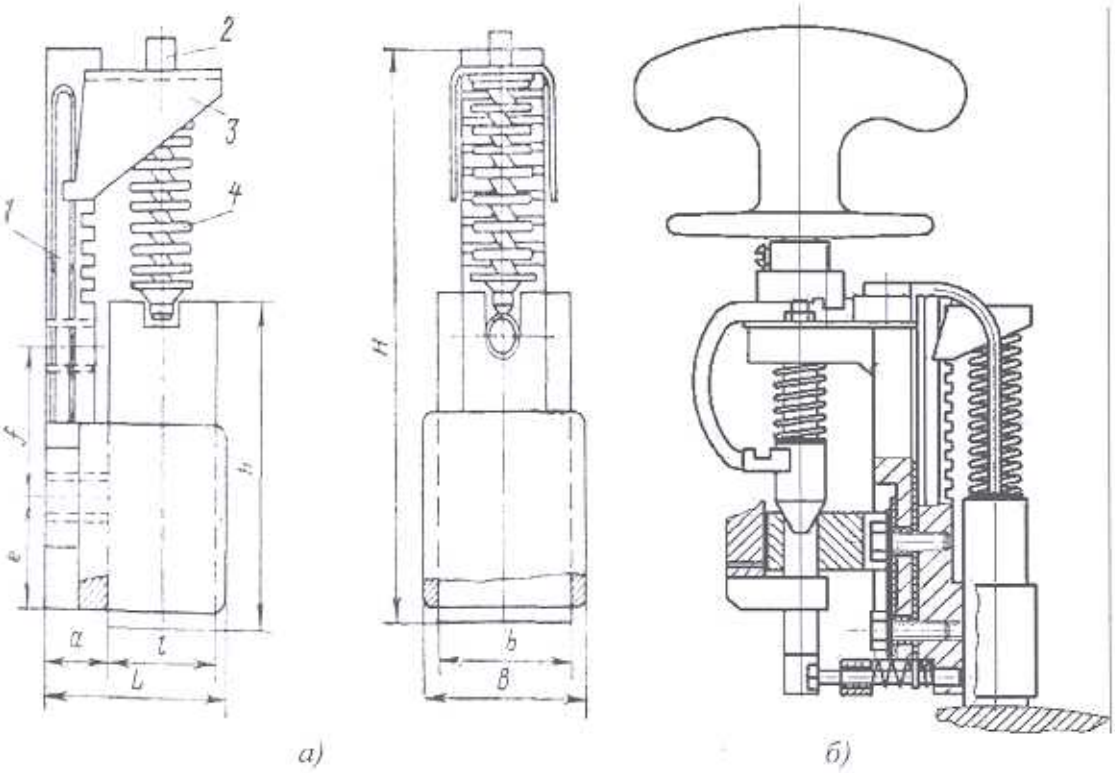


Рис. 2-29. Щеткодержатели:
а – тип ДБ (основные размеры, табл. 2-44); б – блочная конструкция завода «Электросила»; 1 – корпус; 2 – стержень; 3 – планка; 4 – пружина.

Таблица 2-44 . Основные размеры щеткодержателей типа ДБ (рис. 2-29)

Размеры, мм	Размеры щетки, мм		
	32x20x65	32x25x65	30x22x60
b	$32^{-0,05}$	$32^{+0,05}$	$32^{+0,05}$
l	$20^{+0,045}$	$25^{+0,045}$	$22^{+0,045}$
h	65	65	60
a	24	27	25
e	20	20	20
f	28	28	28
B	38	38	36
L	37	43	39
H	100	92	109

Краткие физико-технические характеристики электрощеток приведены в табл. 2-45 (согласно техническим условиям ИЛЕА 685211.037 ТУ). Регулирование и контроль усилий нажатия на электрощетки проводятся косвенным методом по степени сжатия пружины. Основные характеристики щеточных аппаратов приведены в табл. 2-46.

Таблица 2-45. Основные характеристики электрощеток [20]

Наименование характеристик	Марка щетки		
	ЭГ4	6110 М	ЭГ2АФ
Номинальная плотность тока, А/см^2	12	15	15
Допустимая окружная скорость, м/с	60	90	90
Удельное усилие нажатия, кПа	15–20	12–22	15–21
Удельное электрическое сопротивление, мкОм·м	6–16	8–22	12–35
Твердость, x10^7 Па	2–7	5–12	5–12
Переходное падение напряжения на пару щеток, В	2,0	2,0	2,2
Коэффициент трения, не более	0,25	0,30	0,23
Износ за 100 ч, мм, не более	0,6	0,4	0,4
Рекомендуемое усилие нажатия, кгс	0,96–1,28	0,77–1,41	0,96–1,34
Допустимое переходное сопротивление между щеткой и каждым проводником, мОм, не более	10	10	10

Таблица 2-46. Характеристики щеточного аппарата

Турбогенератор	Количество щеток на контактное кольцо	Размер сечения щеток, мм	Средняя плотность тока в щетках, А/мм^2
Т2-6-2	8 (16) [1]	22x30 (20x32)	4,7 (2,4)
Т2-12-2	10 (20)	22x30 (20x32)	3,6 (1,9)
Т2-25-2	20	22x30	3,1
Т2-50-2	28	22x30	3,2
ТВ2-30-2	20	22x30	3,5
ТВ-50-2	28	22x30	3,5
ТВ-60-2	28	22x30	3,9
ТВ-100-2	28	22x30	3,5
ТВ2-150-2	28	22x30	3,7
ТВС-30	20	22x30	3,5
ТВФ-60-2	56	22x30	4,3
ТВФ-100-2	56	22x30	4,5
ТВФ-120-2	56	22x30	4,9
ТВВ-165-2	56	22x30	5,5
ТВВ-200-2А	56	22x30	7,2
ТВВ-220-2А	56	22x30	6,9
ТВВ-320-2	56	20x32	8,1
ТГВ-200	64	22x30	4,4
ТГВ-200М	64	22x30	4,5
ТГВ-300	64	22x30	7,2
ТВМ-500	64	20x32	13,6

[1] В скобках приведены характеристики щеточного аппарата турбогенераторов ЛТГЗ

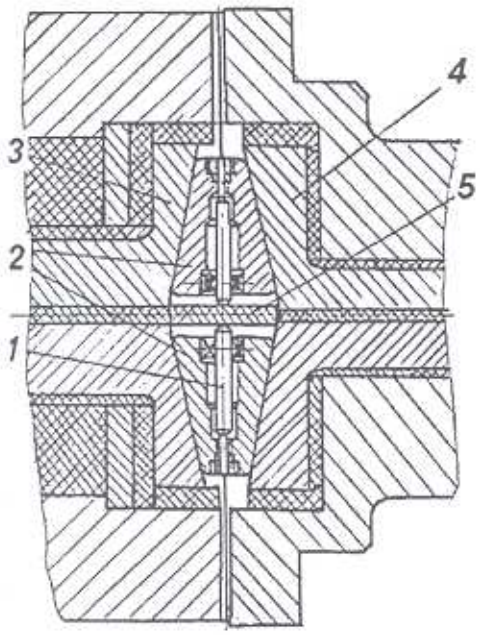


Рис. 2-30. Соединение токоподводов турбогенератора и бесщеточного возбудителя:

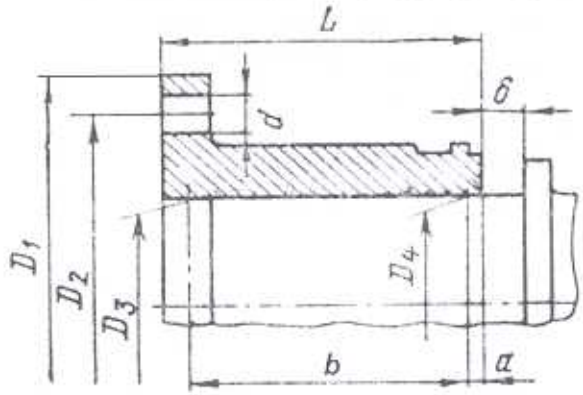
1– винт упорный; 2– клин; 3 – стержень токоподвода генератора; 4 – стержень токоподвода возбудителя; 5 – изоляционная перегородка

Бесщеточными системами возбуждения снабжены все турбогенераторы 1000 МВт и часть генераторов 500 МВт. В роторах этих генераторов медные полустержни токоподвода, расположенные в центральном отверстии вала, имеют Г-образную форму. Наклонные наконечники полустержней образуют клиновидные гнезда (рис. 2-30) совместно с такими же наконечниками токоподвода в центральном отверстии вала возбудителя.

В такое гнездо помещается подвижное медное клиновидное тело, которое под действием центробежной силы при вращении ротора обеспечивает хороший электрический контакт между токоподводами турбогенератора и якоря бесщеточного возбудителя. Для повышения надежности контакта контактирующие поверхности посеребрены.

Полумуфта, насаженная на конец вала ротора генератора, служит для сопряжения с ротором турбины. Внутреннее отверстие полумуфты растачивается с конусностью около 0,5%. Натяг полумуфты на вал ротора определяется разностью их посадочных диаметров и контролируется размером между упорным заплечикам и торцом полумуфты, надетой на вал в холодном состоянии. Размеры полумуфт приведены в табл. 2-47.

Таблица 2-47. Размеры полумуфт роторов, мм



Турбогенератор	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$	d (n) [2]	a	b	L	б [3]
Т2-6-2[1]	380	310	150	150	32 (8)	–	172	172	–
	450	360	175	175	38 (10)		175	175	
Т2-12-2[1]	490	430	228,1	229	28 (12)	25,2	180	230	25
		400		228,75	38 (10)	50	130	200	
Т2-25-2, ТВ2-30-2	630	560	271,5	273	37 (12)	20	300	362	25^{+2}
Т2-50-2, ТВ-50-2	830	745	422,63	425	54 (12)	10	484	550	$55^{\pm5}$
ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-63-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	830	745	422,63	425	54 (12)	10	474	550	$56+^{10}$
ТВ2– 100-2	830	745	422,63	425	54,5 (12)	10	474	550	$55^{\pm5}$
ТВ2-150-2	830	745	422,63	425	54 (12)	10	474	550	55^{+5}
ТВС-30	630	550	271,5	273	40 (12)	20	300	362	25
ТВВ-165-2	830	745	422,63	425	54,5 (12)	10	474	550	70^{+10}

Турбогенератор	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3$	$Д_4$	d (*n*) [2]	*a*	*b*	*L*	δ [3]
ТВВ– 200-2 [4]	870	–	–	–	38 (20)	–	–	–	–
ТВВ-220-2	830	745	422,63	425	54 (12)	10	474	550	56^{+10}
ТВВ-220-2А [4]	1120	–	–	–	64 (18)	–	–	–	–
ТВВ– 320– 2	870	770	472,63	475	54 (16)	10	474	550	56^{+10}
ТГВ-200, ТГВ-200М	830	740	422,63	425	60 (12)	66	474	550	68
ТГВ-300	891	800	467	469,3	60 (12)	66	460	550	56
ТВМ-500	1120	960	533	535	60 (18)	120	400	550	110

[1] В числителе даны размеры турбогенераторов заводов «Электросила» и «Электротяжмаш», в знаменателе – турбогенераторов ЛТГЗ.
[2] В скобках приведено количество отверстий (*n*) для соединительных болтов.
[3] Величина зазора дана для холодного состояния.
[4] Разновидности размеров полумуфт генераторов связаны с размерами полумуфт турбин.

Опорные подшипники турбогенераторов имеют принудительную смазку от масляной системы турбины. У большинства генераторов предусмотрены подшипники стояковогo типа, у генераторов ТГВ – встроенные щитовые.

Диаметры цапф вала и длины вкладышей опорных подшипников указаны в табл. 2-31. Концевой опорный подшипник изолируется от фундамента: у стояковых подшипников – гетинаксовыми прокладками, устанавливаемыми между стояком и фундаментной плитой, а у щитовых – стеклотекстолитовыми колодками, закрепленными между обоймой и корпусом подшипника. Для возможности измерения величины сопротивления изоляции стояковых подшипников при работающем генераторе прокладка в ряде случаев делается двойной и разделяется стальным тонким листом. Болты крепления стула подшипника и маслопроводов изолируются втулками и шайбами.

2.4. Уплотнения вала и их схемы маслоснабжения

Уплотнение вала турбогенератора с водородным охлаждением – это узел, расположенный с двух сторон генератора между торцевыми щитами и подшипниками. Его назначение – предотвращение утечки водорода в местах выхода вращающегося вала ротора из торцевых щитов. От исправности и качества работы уплотнений зависит возможность поддержания в корпусе генератора заданного избыточного давления водорода, номинальное значение которого для современных турбогенераторов составляет 0,3–0,5 МПа (3–5 кгс/см^2).

Применяются два основных типа уплотнений: торцевые (рис.2-31, *а*) и кольцевые (рис.2-31, *б*). Общий принцип работы уплотнений вала всех типов состоит в том, что в узком зазоре между неподвижным вкладышем *1* уплотнения, снабженным баббитовой заливкой *2*, и вращающимся валом *3* создается непрерывный поток масла *4*, встречный по отношению к водороду. Давление масла превышает давление водорода, что и препятствует выходу водорода через зазор между вкладышем и валом.

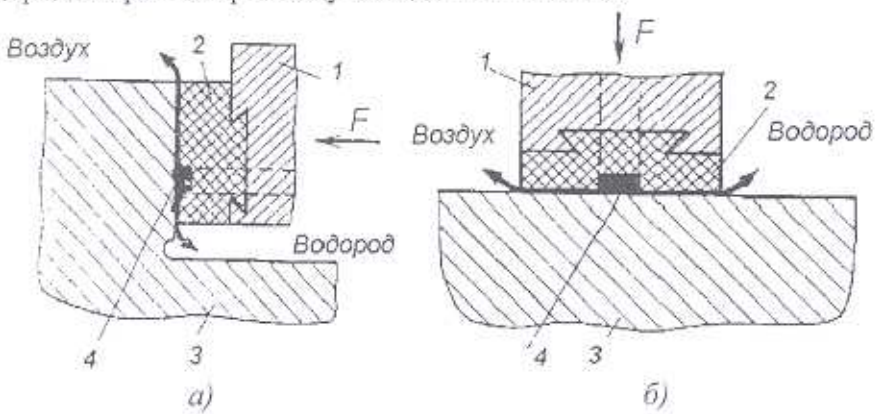


Рис. 2-31. Основные типы уплотнений вала:
а – торцевое (аксиальное), б – кольцевое (радиальное, или цилиндрическое)

Превышение давления масла над давлением водорода – перепад давле-ний масла и водорода – находится обычно в пределах 0,04–0,09 МПа (0,4–0,9 кгс/см^2) и устанавливается заводом-изготовителем в зависимости от конструк-ции уплотнения. Эта величина уточняется обычно при наладке уплотнения в процессе пуска турбогенератора после монтажа или капитального ремонта.

Поток масла, поступающий из уплотнения в заполненный водородом кор-пус генератора, собственно, и является уплотняющим. Другой поток масла обеспечивает смазку и охлаждение узла. Он сливается в сторону воздуха, в сливную камеру уплотнения либо в полость слива масла из опорного подшип-ника турбогенератора.

Масло, применяемое для уплотнений турбогенераторов, – это обычно то же турбинное масло, которое используется для смазки основных подшипников турбоагрегата. В этом случае система маслоснабжения уплотнений связана с системой маслоснабжения подшипников турбоагрегата.

В тех случаях, когда в системе маслоснабжения подшипников турбоагрегата используются негорючие масла, например, масло ОМТИ, система мас-лоснабжения уплотнений обычно выполняется автономной.

В торцевых уплотнениях вкладыш должен быть прижат к упорному диску ротора аксиальным усилием F (рис. 2-31, а), которое уравновешивает отжимающее усилие, созданное гидродинамическим и статическим давлением в масляной пленке между вкладышем и валом.

По способу создания прижимающеего усилия F различаются следующие основные 4 типа торцевых уплотнений:

I –усилие F создается давлением пружин и газа на тыльную часть вкладыша;

II –усилие F создается давлением газа на тыльную часть вкладыша, давлением пружин и давлением уплотняющего масла, направленными в сторону упорного гребня;

III –усилие F создается давлением пружин и газа на тыльную часть вкладыша; уплотняющее масло оказывает противодавление на торцевую поверхность вкладыша в направлении от упорного гребня;

IV – общее усилие создается давлением газа на тыльную часть вкладыша и давлением прижимающего масла, действующим в сторону упорного гребня.

Применяемость различных типов торцевых уплотнений вала генераторов видна из табл. 2-48, а их характерные конструкции показаны на рис. 2-32.

Торцевые уплотнения турбогенераторов ранних выпусков претерпели частичную модернизацию, не изменившую принципиально тип уплотнения: изменения шпоночного узла, уплотнителей камер, опорных деталей. [16, 17, 29, 30] В настоящем разделе приводятся, в основном, материалы заводских конструкций. Способы ремонта описаны в разделе 7. Там же приведены размеры отдельных элементов узла уплотнений с учетом опыта их ремонта, показаны формы клиновидной разделки рабочей поверхности баббита для создания гидродинамических усилий, приведены рекомендуемые натяги пружин в холодном состоянии турбоагрегата.

Кольцевые уплотнения турбогенераторов, выпущенных заводами до 1960 г. с номинальным давлением водорода $(0{,}05–0{,}5)\cdot10^5$ Па, в целях повышения давления газа до $(0{,}5–1{,}5)\cdot10^5$ Па реконструировались по различным проектам с заменой на торцевые, поэтому старые кольцевые уплотнения генераторов ТВ-50-2, ТВ-100-2, ТВ2-150-2 не рассматриваются. Не рассматриваются и торцевые уплотнения генератора ТВ2-30-2, претерпевшие значительные изменения.

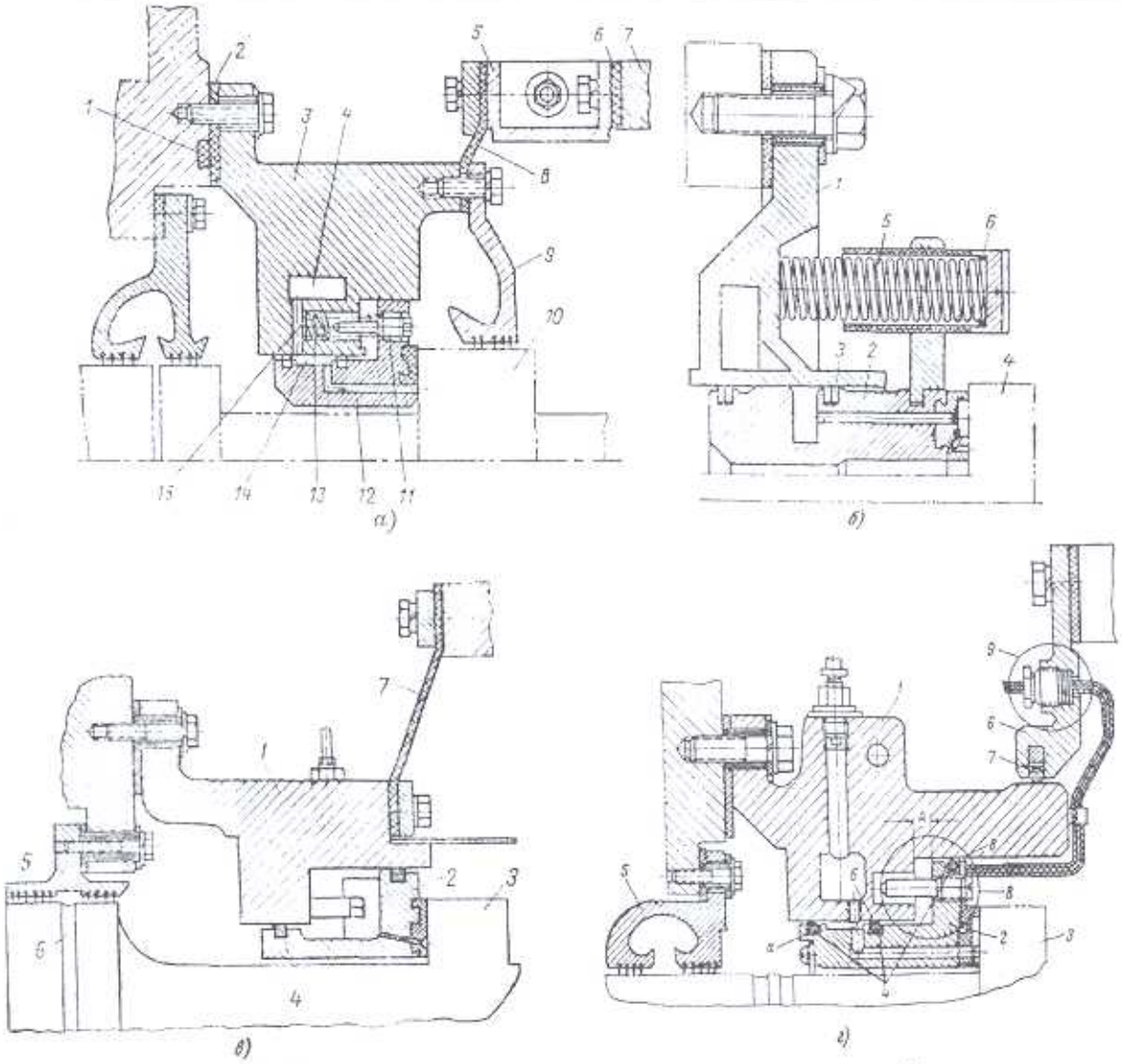


Рис. 2-32. Характерные конструкции торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением [1]:

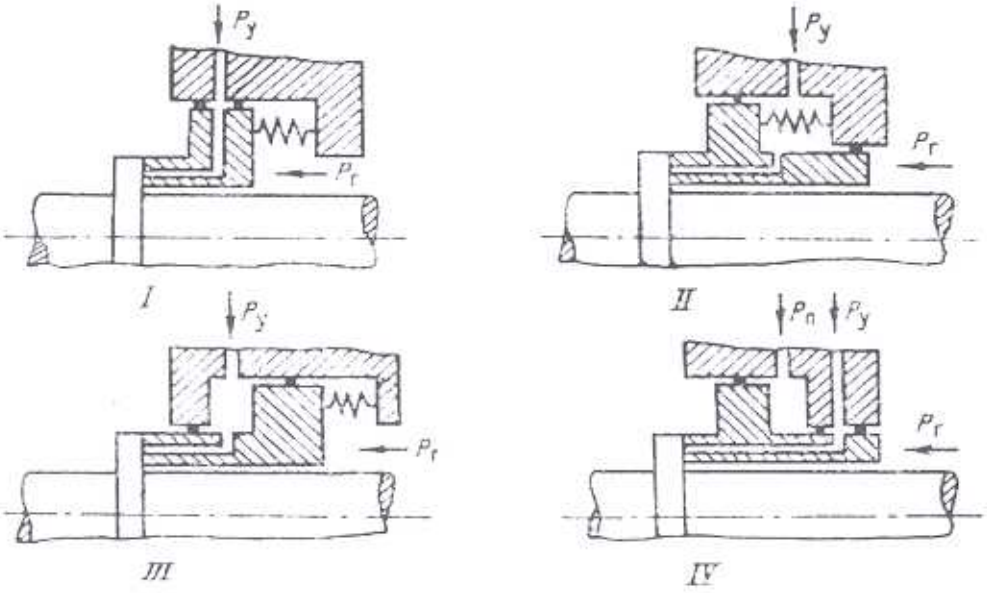
а) турбогенератор ТВФ-60-2, однопоточное уплотнение; 1 – уплотняющая резиновая прокладка; 2, 6 – прокладки; 3 – корпус уплотнения: 4 – внутренняя масло-раздающая кольцевая камера; 5 – приставное кольцо; 7 – корпус опорного подшипника; 8 – диафрагма; 9 – лабиринтовое уплотнение; 10 – упорный диск ротора; 11 – регулировочный винт; 12 – вкладыш; 13 – пружина; 14 – камера уплотняющего масла; 15 – радиальное отверстие;

б) турбогенератор ТГВ-200, однопоточное уплотнение: 1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – уплотняющие резиновые кольца; 4 – вал ротора; 5 – спиральные пружины; 6 – цилиндрические втулки;

в) турбогенератор ТВВ-165-2, однопоточное уплотнение: 1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – упорный диск ротора; 4 – уплотняющее резиновое кольцо; 5 – маслоуловитель; 6 – маслосбрасывающие канавки; 7 – диафрагма;

г) турбогенератор ТВВ-320-2, двухпоточное уплотнение: 1 – корпус; 2– вкладыш; 3 – упорный диск; 4 – уплотняющие резиновые кольца; 5 – маслоуловитель; 6 – уплотняющий щиток: 7 – уплотняющее кольцо; 8 – стопорный узел; 9 – узел выводов проводки термометров; камера уплотняющего масла находится между уплотняющими кольцами *а* и *б*, камера прижимающего масла длиной А находится между уплотняющими кольцами *б* и *в*

Таблица 2-48. Применение различных типов торцевых уплотнений [1]



Типы турбогенераторов	Типы торцевых уплотнений по способу создания усилия F			
	I	II	III	IV
	ТВ-60-2	ТВ2-30-2	ТВФ-60-2	ТВВ-200-2А
	ТВФ-60-2	ТВВ-165-2	ТВФ-100-2	ТВВ-220-2А
	ТВФ-120-2		ТВФ-120-2	ТВВ-320-2
	ТГВ-200			ТВВ-500-2
	ТГВ-300			
	ТГВ-200М			

Повышение мощности турбоагрегатов, сопровождавшееся увеличением длины валопроводов и ростом тепловых перемещений роторов генераторов (табл. 2-49), потребовало возврата к кольцевым уплотнениям с одновременным усовершенствованием их конструкции применительно к избыточным давлениям водорода до 0,5 МПа [17, 29, 30]. Опыт эксплуатации показал, что кольцевые уплотнения более надежны, чем торцевые, так как не подвержены влиянию тепловых перемещений вала и не повреждаются при нарушении подачи масла.

Таблица 2-49. Тепловые перемещения роторов турбогенераторов, измеренные на упорном гребне вала, мм [1]

Турбогенератор	Сторона турбины	Сторона контактных колец	Турбогенератор	Сторона турбины	Сторона контактных колец
ТВ2-30-2, ТВС-30	2	5	ТВВ-165-2	12	17
ТВ–50–2, ТВ-60-2	2	7	ТВВ-200-2А ТВВ-220-2А	12	19
ТВ2-100-2	3	10	ТВВ-320-2	8	16
ТВ2-150-2	4	12	ТВВ-500-2		22
ТВФ-60-2	3	8	ТГВ-200, ТГВ-200М	11	17
ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	3	8	ТГВ-300	8	15
Примечание: при модернизациях узла величины тепловых перемещений роторов должны уточняться по документации на паровую турбину в каждом конкретном случае.					

В кольцевом уплотнении нагрузка F на вкладыш (рис. 2-31, *б*) весьма невелика, так как создается лишь массой вкладыша. Уравновешивание ее происходит благодаря незначительному эксцентриситету кольца вкладыша относительно вала. При этом в верхней зоне вкладыша при вращении вала создается масляный клин, в котором развивается отжимающее вкладыш от вала гидродинамическое усилие. Средняя толщина масляного слоя в кольцевом уплотнении определяется разностью радиусов вкладыша и вала: исходное значение по чертежам составляет обычно 0,04–0,12 мм. В рабочем режиме эта величина может изменяться вследствие нагрева вкладыша и вала, а также по мере износа баббитовой поверхности вкладыша.

Простейшие уплотнения кольцевого типа характеризуются гладкой баббитовой поверхностью вкладыша и наличием усилия, прижимающего вкладыш к одной из стенок корпуса от избыточного давления водорода. Такие уплотнения подвержены ускоренному износу при повышенной вибрации вала. В усовершенствованных конструкциях кольцевых уплотнений для мощных турбогенераторов вкладыши снабжены клиновидной разделкой баббита (описана в разделе 7), которая обеспечивает более равномерную по окружности центровку кольца относительно вала, а главное – они разгружены в аксиальном направлении по отношению к давлению водорода, что обеспечивает износостойкость кольцевого вкладыша. На рис. 2-33 и 2-34 показаны кольцевые уплотнения с простейшей разгрузкой – путем размещения резиновых уплотняющих колец на разных диаметрах.

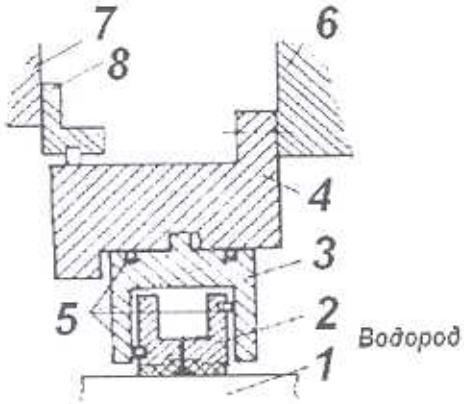


Рис. 2-33. Кольцевое уплотнение для турбогенераторов 60–120 МВт (ЦКБЭнергоремонт) [5]:
1 – вал ротора, 2 – вкладыш, 3 – самоустанавливающаяся обойма, 4 –корпус уплотнения, 5 – уплотняющие резиновые кольца, 6 – наружный щит генератора, 7 – корпус подшипника, 8 – уплотнительный щиток (сальник)

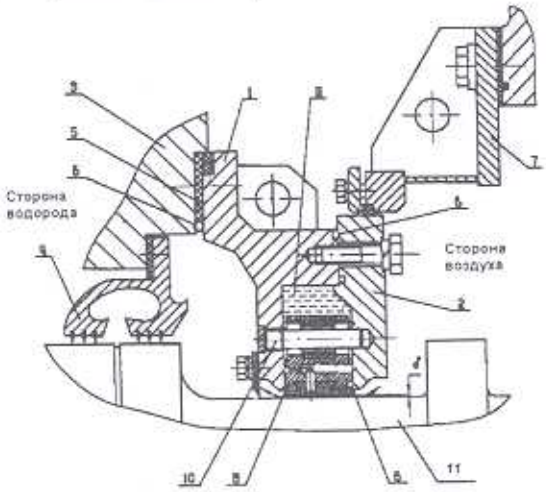


Рис.2-34. Кольцевое уплотнение вала завода «Электросила» [8]:
1 – корпус уплотнения, 2 – крышка, 3 – наружный щит, 4 – маслоуловитель, 5 – прокладка резиновая, 6 – уплотняющее резиновое кольцо из шприцованного шнура, 7 – щиток уплотнительный, 8 – вкладыш уплотнения, 9 – распределительная камера, 10 – винт стопорный, 11 – вал ротора

В турбогенераторах мощностью 500 МВт и выше для разгрузки вкладыша от осевых усилий со стороны водорода использована более сложная конструкция (рис. 2-35). С помощью трех рядов уплотняющих резиновых колец *5* между боковыми стенками корпуса *3* и вкладыша *2* со стороны водорода выполнена специальная компенсирующая камера, соединенная с атмосферой. Для отделения этой камеры от водородной среды имеется камера, заполненная маслом. Соответственно, с противоположной стороны между крышкой *4* и вкладышем *2* предусмотрена уравновешивающая камера. Размеры всех камер выбраны так, чтобы сумма всех сил, действующих на вкладыш в осевом направлении как со стороны водорода, так и со стороны воздуха, равнялась нулю.

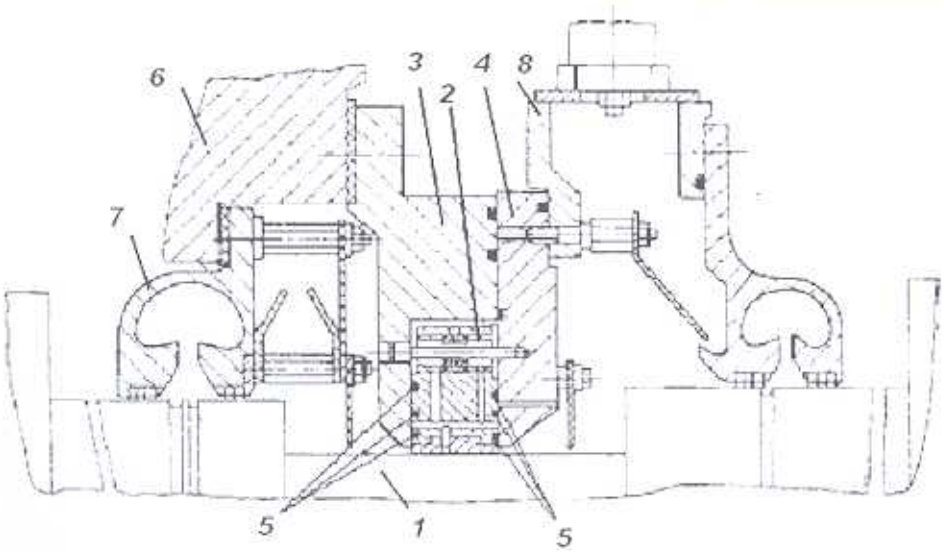


Рис. 2-35. Кольцевое уплотнение вала завода «Электросила» с разгрузочными камерами [3]:
1 – вал ротора, 2 – вкладыш уплотнения, 3 – корпус уплотнения, 4 – крышка корпуса, 5 – уплотняющие резиновые кольца, 6 – наружный щит генератора, 7 – маслоуловитель, 8 – щиток уплотнительный

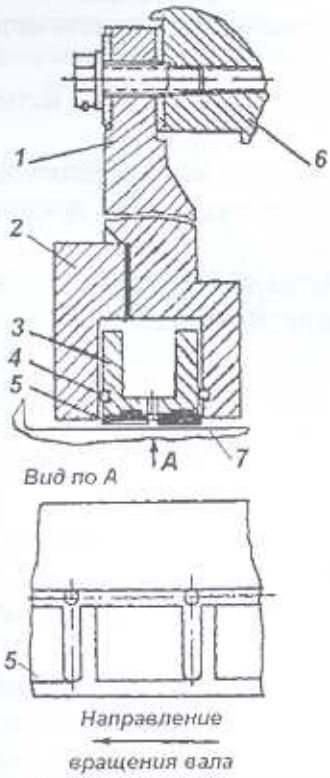


Рис. 2-36. Кольцевое уплотнение турбогенератора ТГВ-200М [27]:
1 – корпус уплотнения, 2 – крышка корпуса, 3 – вкладыш уплотнения, 4–уплотняющее резиновое кольцо, 5 – клиновидная разделка на баббите, 6 – корпус подшипника, 7 – вал ротора

В настоящее время практически все турбогенераторы мощностью 800 и 1000 МВт на 3000 и 1500 об/мин на атомных и тепловых электростанциях СНГ (бывшего СССР) работают с кольцевыми уплотнениями описанной конструкции. Такими же уплотнениями комплектуются все вновь выпускаемые заводом «Электросила» турбогенераторы мощностью от 120 до 1000 МВт.

Кольцевые уплотнения применяются также и на турбогенераторах ТГВ-200М. В однокамерных кольцевых уплотнениях этих турбогенераторов не предусматривается аксиальная разгрузка вкладыша, но имеется клиновидная разделка баббита (рис. 2-36), рассчитанная с учетом массы вкладыша и силы трения вкладыша в корпусе так, чтобы исключить соударение вкладыша с валом при вибрации последнего.

Для защиты от попадания масла в корпус генератора из уплотнений предусматриваются маслоуловители, устанавливаемые между уплотнением и внутренней частью корпуса генератора, а также маслосбрасывающие канавки на валу. Диаметры роторов в местах установки маслоуловителей указаны в табл. 2-50, а рекомендуемые зазоры в маслоуловителях приведены в разделе 7.

Таблица 2-50. Диаметры вала роторов в местах установки маслоуловителей со стороны водорода [1]

Турбогенератор	Диаметр вала, мм	
	от	до
ТВ2-30-2	279,775	279,91
ТВС-30-2	359,875	359,93
	279,775[1)]	279,91 [1)]
ТВ-50-2	409,745	409,895
ТВ-60-2	349,775	349,91
ТВ2-100-2	599,74	599,88
ТВ2-150-2	617,74	617,88
ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	414,745	414,895
ТВВ-165-2, ТВВ-320-2	449,745	449,895
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А	474,745	474,895
ТГВ-200, ТГВ-200М	499,86	499,91
ТГВ-300	489,86	489,91

[1)] В генераторах производства завода «Сибэлектротяжмаш».

В газомасляной системе турбогенератора должна быть предусмотрена автоматизация следующих процессов (для любых типов уплотнений):

а) регулирование давления уплотняющего масла в зависимости от давления водорода в корпусе генератора; давление масла на уплотнение регулируется прямоточным дифференциальным регулятором грузового типа.

б) слив масла, соприкасающегося с водородом, и предотвращение попадания водорода под давлением в систему слива масла в маслобак основных подшипников турбоагрегата;

в) резервирование подачи масла при отказе или отключении основного источника маслоснабжения;

г) резервирование подачи масла от демпферного бака при отказе всех источников маслоснабжения.

Кроме того для двухкамерных торцевых уплотнений должно быть обеспечено регулирование давления прижимающего масла, для чего также устанавливается прямоточный регулятор грузового типа.

Герметизация газовой системы генератора обеспечивается поплавковым гидрозатвором, присоединенным к сливным маслопроводам с водородом. Во избежание нежелательного газового перетока между двумя сторонами генератора по сливным маслопроводам из-за разницы давлений газа, создаваемых вентиляторами, один из сливных маслопроводов имеет петлевой гидрозатвор. В старых конструкциях эту функцию выполнял так называемый бачок продувки – резервуар, разделенный по газу глухой перегородкой на два отсека, соединяющиеся по маслу петлевым гидрозатвором.

Далее показаны наиболее распространенные схемы маслоснабжения уплотнений вала современных турбогенераторов мощностью 60 МВт и выше.

Характеристики насосов и регуляторов давления масла, используемых в схемах маслоснабжения уплотнений вала ротора, приведены в табл. 2-51, 2-52.

Системы маслоснабжения уплотнений, как правило, являются разомкнутыми, так как масло, сливающееся из уплотнений со стороны воздуха, вместе с маслом, сливающимся из опорных подшипников, отводится в общий сливной масляный коллектор, имеющий расширенный участок длиной 7–9 м. Туда же попадает из поплавкового гидрозатвора масло, сливающееся в сторону водорода. Из общего сливного коллектора через гидравлическую петлю масло попадает в специальный отсек масляного бака. Водород и кислород, выделяющиеся из нагретого масла в расширенном участке коллектора, удаляются в атмосферу через вытяжную (вестовую) трубу *13*. Во избежание скопления взрывоопасной сме-

си газовый объем отсека главного масляного бака турбины вентилируется путем отсоса газа вентилятором *11* (эксгаустером).

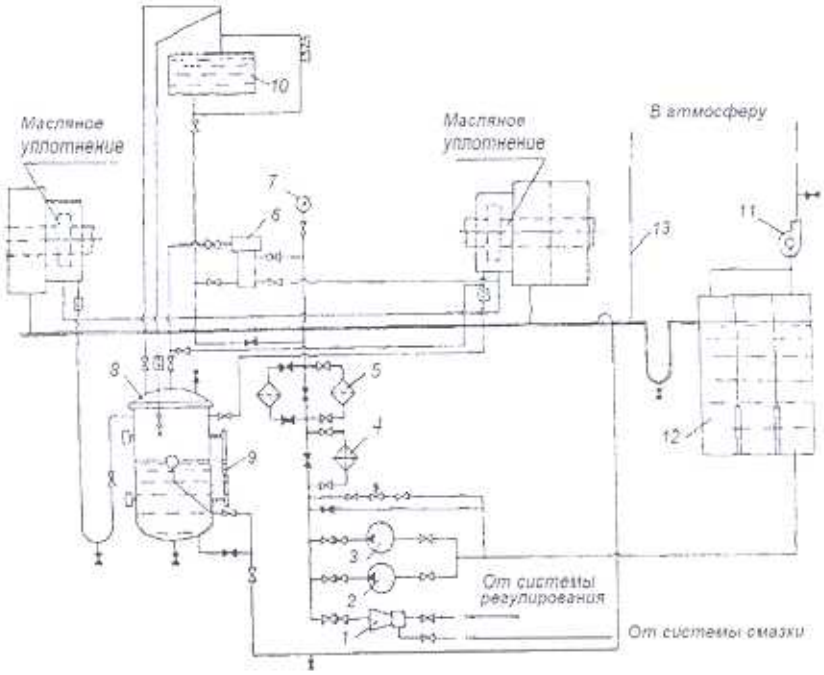


Рис. 2-37. Схема маслоснабжения однопоточных уплотнений вала торцевого типа турбогенераторов ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВВ-165-2 [17]:
1 – инжектор; 2 – масляный насос с приводом постоянного тока; 3 – масляный насос с приводом переменного тока; 4 – маслоохладитель МОВ-1; 5 – сетчатый фильтр ФМ-50; 6 – регулятор перепада давления масла и водорода РПД-14; 7 – электроконтактный манометр; 8 – поплавковый гидрозатвор ЗГ-500; 9 – масломерное стекло; 10 – демпферный бак; 11 – эксгаустер; 12 – маслобак турбины; 13 – вестовая труба

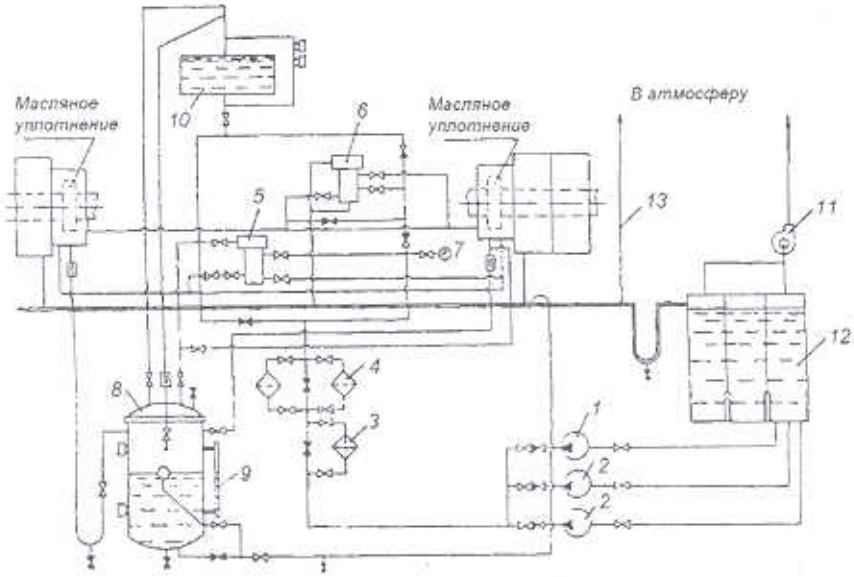


Рис. 2-38. Схема маслоснабжения двухпоточных (двухкамерных) торцевых уплотнений вала турбогенераторов ТВВ-320-2, ТВВ-220-2А, ТВВ-500-2 [17]:
1 – масляный насос с приводом постоянного тока; 2 – масляный насос с приводом переменного тока; 3 – маслоохладитель МОВ-1; 4 – масляный фильтр ФМ-50; 5 – регулятор перепада давлений уплотняющего масла и водорода РПД-14; 6 – регулятор давления прижимающего масла РПМ-1; 7 – электроконтактный манометр; 8 – гидрозатвор ЗГ-500; 9 – масломерное стекло; 10 – демпферный бак; 11 – эксгаустер; 12 – маслобак турбины; 13 – вестовая труба

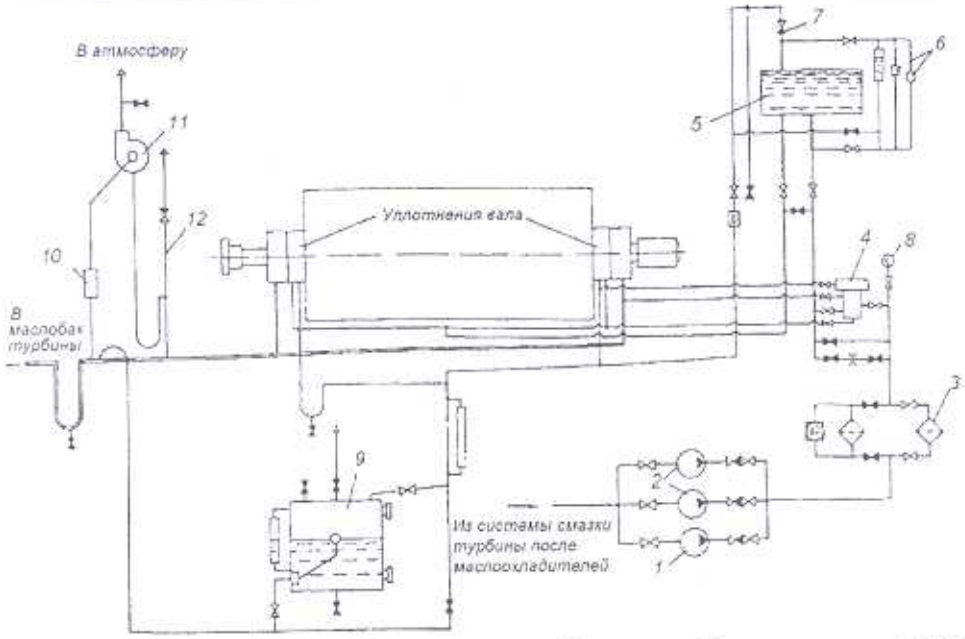


Рис. 2-39. Схема маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, ТГВ-200М [17]:

1 – масляный насос с электроприводом постоянного тока; 2 – масляные насосы с электроприводом переменного тока; 3 – масляный фильтр 4ФМ-10; 4 – регулятор перепада давлений уплотняющего масла и водорода 2ДРД-10; 5 – демпферный бак; 6 – полупроводниковые реле уровня ПРУ-5М; 7 – противосифонный клапан 2КО-6; 8 – электроконтактный манометр; 9 – поплавковый гидрозатвор; 10 – расширительный бачок; 11 – эксгаустер; 12 – вестовая труба с клапаном 4КО-1

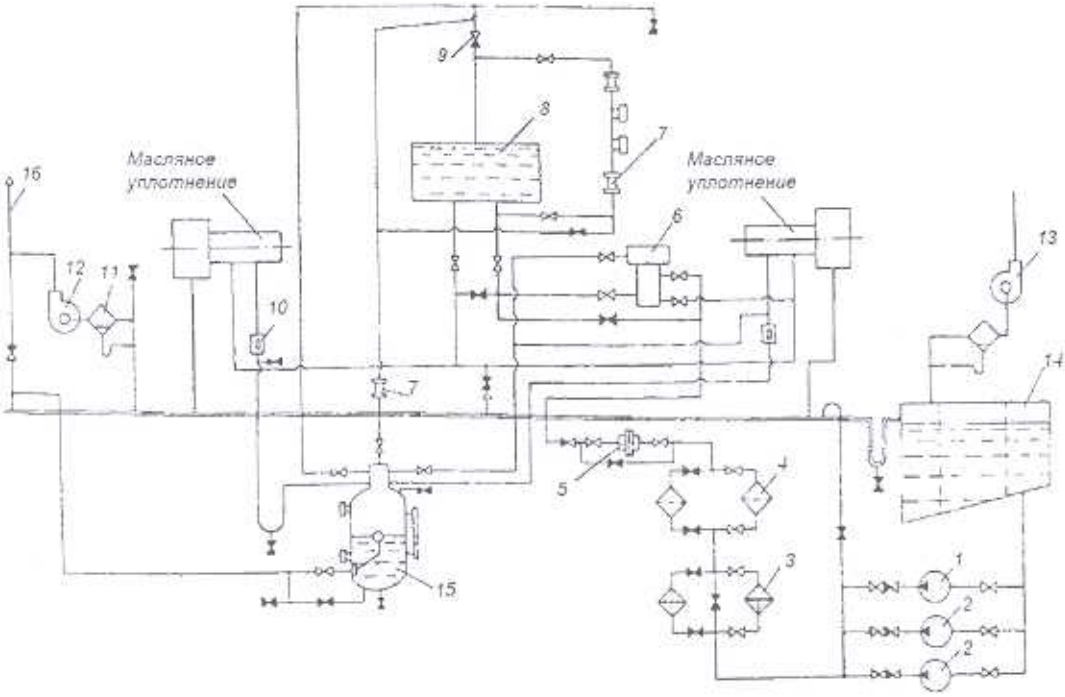


Рис. 2-40. Типовая схема маслоснабжения кольцевых уплотнений вала турбогенераторов единой серии мощностью 60–320 МВт [17]:

1 – масляный насос с приводом постоянного тока; 2 – масляный насос с приводом переменного тока; 3 – маслоохладитель; 4 – масляный фильтр; 5 – магнитный фильтр; 6 – регулятор перепада давлений масла и водорода; 7 – смотровое окно; 8 – демпферный бак; 9 – противосифонный клапан; 10 – маслоконтрольный патрубок; 11 – маслоуловитель; 12 – эксгаустер сливного коллектора; 13 – эксгаустер маслобака; 14 – маслобак турбины; 15 – поплавковый гидравлический затвор; 16 – вестовая труба

На турбогенераторах завода «Электросила» мощностью 800–1200 МВт, первоначально были установлены двухпоточные кольцевые уплотнения с отдельным компенсирующим потоком масла, для которого предусматривались отдельные регуляторы с каждой стороны генератора [17]. Однако конструкция оказалась неудачной. Переход на однопоточное исполнение с вакуумной очисткой масла (в баке АВОМ) также не обеспечил удовлетворительной работы. Ненадежные баки АВОМ были исключены из схемы, а сами уплотнения были успешно реконструированы заводом-изготовителем (рис. 2-36) с целью снижения температуры баббита вкладышей и расходов масла в однопоточном исполнении.

Схема маслоснабжения кольцевых уплотнений турбогенераторов 800–1200 МВт предусматривает не общий регулятор перепада давлений «масло-водород» для уплотнений с обеих сторон генератора, а отдельный регулятор с каждой стороны генератора, а также не общий демпферный бак для обеих сторон, а по одному демпферному баку с каждой стороны (рис. 2-41). Это принципиально не меняет типовую схему.

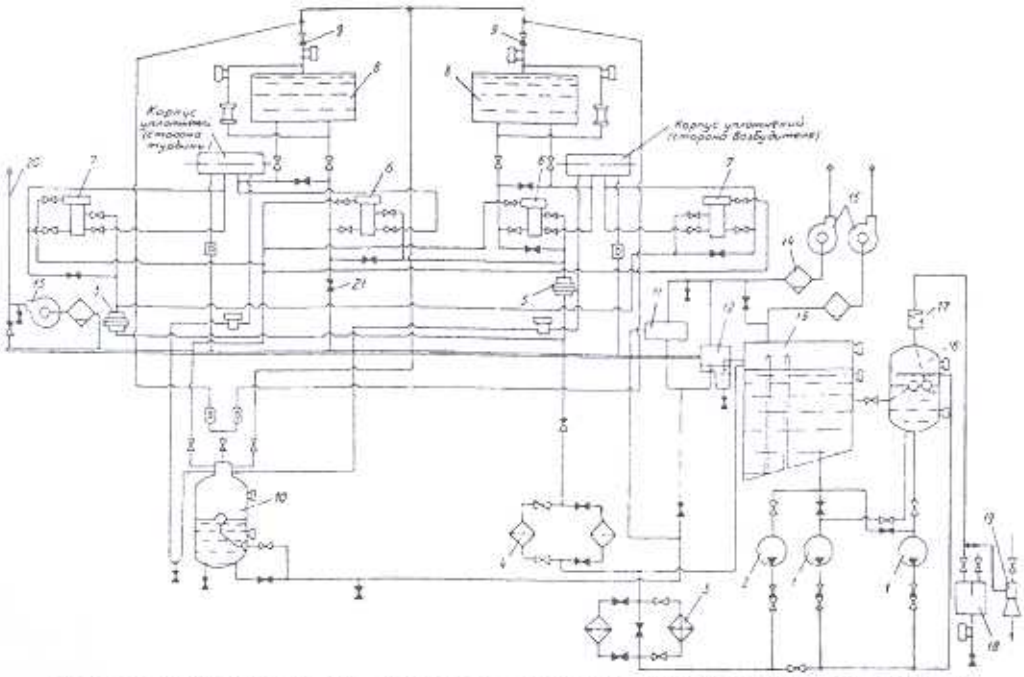


Рис. 2-41. Схема маслоснабжения уплотнений вала кольцевого типа турбогенераторов ТВВ-500-2 и ТВВ-800-2 [17]:

1 – масляный насос с приводом переменного тока; 2 – масляный насос с приводом постоянного тока; 3 – маслоохладитель МОФ-3; 4 – масляный фильтр ФМ-10; 5 – магнитный фильтр УФМ-36; 6 – регулятор уплотняющего масла РПД-14; 7 – регулятор компенсирующего масла РПД-14; 8 – демпферный бак; 9 – противосифонный клапан; 10 – гидрозатвор ЗГ-500; 11 – водородоотделительный бачок БВО-1; 12 – гидравлический затвор; 13 – масляный бак; 14 – маслоуловитель; 15 – эксгаустеры;16 – агрегат вакуумной очистки масла; 17 – расширительный бак; 18 – дренажный вакуумный бачок; 19 – водоструйный эжектор; 20 – вестовая труба; 21 – дренажный вентиль

Таблица 2-51. Насосы в системе уплотнения вала ротора турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением [1]

Турбогенератор	Рабочие или резервные насосы [2]					Аварийные насосы с приводом на постоянном токе [2]				
	Насос			Электродвигатель		Насос			Электродвигатель	
	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор $Па \cdot 10^{-5}$	Мощность, кВт	Тип	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, $Па \cdot 10^{-5}$	Мощность, кВт	Тип
ТВС-30	РЗ-7,5	5	3,3	2,8	КОМ-22-4	РЗ-7,5	5	3,3		
ТВФ-60-2[1]	ЭМН-10	12	10	6	МР-42-2В3	ЭМН-10	12	10	5,5	П-42
ТВФ-100-2[1]										
ТВФ-120-2[1]										
ТВВ-165-2[1]	ЭМН-10 или ЭМСМ-10х5	12	10	6	МР-42-2В3	ЭМН-10	12	10	5,5	П-42
ТВВ-320-2		34	11,5	30	А2-72-2	ЗМСМ-10Х8	34	18,4	25	П-62
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А	ЦНСМ38-110	38	11	30	А02-72-2	ЦНСМ38-176	38	17,6	25	П-62
ТГВ-200[1]	УМК-7х2	30	8	10	А-52-2	УМК-7Х2	30	8	11	П-51
ТГВ-200М										
ТГВ-300										

[1] В качестве рабочего источника используется инжектор, рассчитанный на производительность 12 $м^3/ч$ при напоре (9–10) × 10^5 Па.

[2] Каждый генератор снабжен резервными электронасосами – одним рабочим (кроме отмеченных звездочкой) и одним аварийным.

Таблица 2-52. Характеристики регуляторов давления масла системы маслоснабжения уплотнений вала ротора [1]

Характеристики	ДРМД-3	ДРДМ-5 (РПД-14)	РПД-15	ДРДМ-12М	РДМ-6	РПН-1	РДМ-17	РДМ-7	РДМ-19	ДРДМ-20
Пределы настройки, $Па \times 10^{-5}$:										
постоянного перепада давлений масло – водород	0,2–0,6	0,2–1,1 (0,2–1,0)	0,2–1,1	0,2–1,1	–	–	–	–	–	–
начального значения переменного перепада давлений масло – водород	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,2–0,5[1]
постоянного давления масла	–	–	–	–	0,1–2,2	0,6–2,2	0,5–4,0[2]	–	–	–
минимального значения давления при обратно пропорциональной зависимости давления масла от давления водорода	–	–	–	–	–	–	–	0,3–1,3[3]	0,3–1,3[3]	–
Давление масла до регулятора, $Па \cdot 10^{-5}$ максимальное[4]	16	16	16	16	12	12	16	12	16	16
Точность настройки, $Па \cdot 10^{-5}$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Номинальное значение расхода масла через регулятор, л/м	5–150	5–350	5–350	0–400	5–60	–	0–100	5–60	0–100	0–400
Порог чувствительности, $Па \cdot 10^{-5}$	0,1	0,1	0,1	0,05	0,1	–	0,05	0,1	0,05	0,05

Характеристики	ДРМД-3	ДРДМ-5 (РПД-14)	РПД-15	ДРДМ-12М	РДМ-6	РПН-1	РДМ-17	РДМ-7	РДМ-19	ДРДМ-20
Максимальная погрешность, Па·10^{-5}	0,3	0,3	0,3	0,1	0,2	–	0,2	0,3	0,1	0,1
Частота вращения золотника, мин$^{-1}$, не менее	–	–	–	100	–	–	100	–	100	100
Температура масла, °С, не менее	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

[1] Характеристика рассчитывается для каждого типоразмера кольцевых уплотнений вала.
[2] Несколько типоразмеров регуляторов, отличающихся диаметром нижнего поршня золотника.
[3] Характеристика рассчитывается для каждого типоразмера торцевых уплотнений вала.
[4] Минимальное давление масла до регулятора должно превышать рабочее давление масла после регулятора на 2×10^5 Па.

Трубопроводы системы маслоснабжения обычно изготовлены из стальных бесшовных труб диаметром Dy = 50–80 мм и более. Трубопроводы обратных связей регуляторов имеют меньший диаметр (Dy = 15–20 мм). Соединения труб обычно сварные, присоединения к оборудованию и деталям уплотнения – фланцевые. Для обеспечения маслоплотности и газоплотности во фланцах присоединений устанавливаются прокладки из листовой резины либо паронита, либо тефлона (в соответствии с требованиями заводов-изготовителей).

2.5. Система газоснабжения турбогенератора с водородным охлаждением

Основное назначение системы газоснабжения турбогенераторов с водородным охлаждением:

а) производить замену охлаждающей среды (в качестве промежуточного инертного газа применяется углекислый газ или азот с чистотой 97–99%;);

б) поддерживать избыточное давление водорода в заданных пределах;

в) поддерживать заданную чистоту и влажность водорода;

г) обеспечивать автоматический контроль чистоты и давления водорода;

д) сигнализировать при нарушении параметров охлаждающей среды, при появлении водорода в картерах подшипников, комплектных экранированных токопроводах и нулевых выводах, при появлении воды или масла в генераторе.

Типовая газовая схема показана на рис. 2-42. Газ вводится в корпус генератора и удаляется из него через два коллектора (1 и 2 на рис. 2-42), один из которых установлен в нижней части генератора, другой – в верхней. Через нижний коллектор вводится углекислый газ или азот; вытесняемый при этом водород или воздух удаляется через верхний коллектор, вытеснение углекислого газа или азота производится введением водорода или воздуха через верхний коллектор. Газовая система водородного охлаждения турбогенераторов включает в себя газовые коллекторы, арматуру, трубопроводы, приборы контроля и сигнализации, ресиверы для водорода и инертного газа, баллоны для водорода (при отсутствии электролизной установки), азота или углекислоты.

Коллекторы соединены с трубопроводами соответствующего газа: верхний коллектор с трубопроводом водорода, идущим от ресиверов электролизной установки или ресиверов централизованного водородного хозяйства, и через фильтр-осушитель с трубопроводом сжатого воздуха; нижний коллектор – с трубопроводом инертного газа или рампой для разрядки углекислотных баллонов. Кроме того, каждый коллектор соединяется с выхлопным трубопроводом, выходящим на крышу машинного зала электростанции. В циркуляционный водородный контур турбогенератора встроен осушитель газа.

Для удобства обслуживания часть арматуры и приборов газовой системы размещена на специальной панели, расположенной вблизи генератора («газовый пост» генератора)[1]. Контроль чистоты водорода осуществляется автоматическим газоанализатором. Контроль давления водорода в корпусе генератора осуществляется манометрами из двух независимых точек. Поскольку давление водорода в корпусе генератора является одним из основных показателей исправности газовой системы генератора, предусматривается его регистрация. К газовой системе охлаждения генераторов с водородным охлаждением относятся также вспомогательные устройства для хранения и транспортировки водорода и инертного газа.

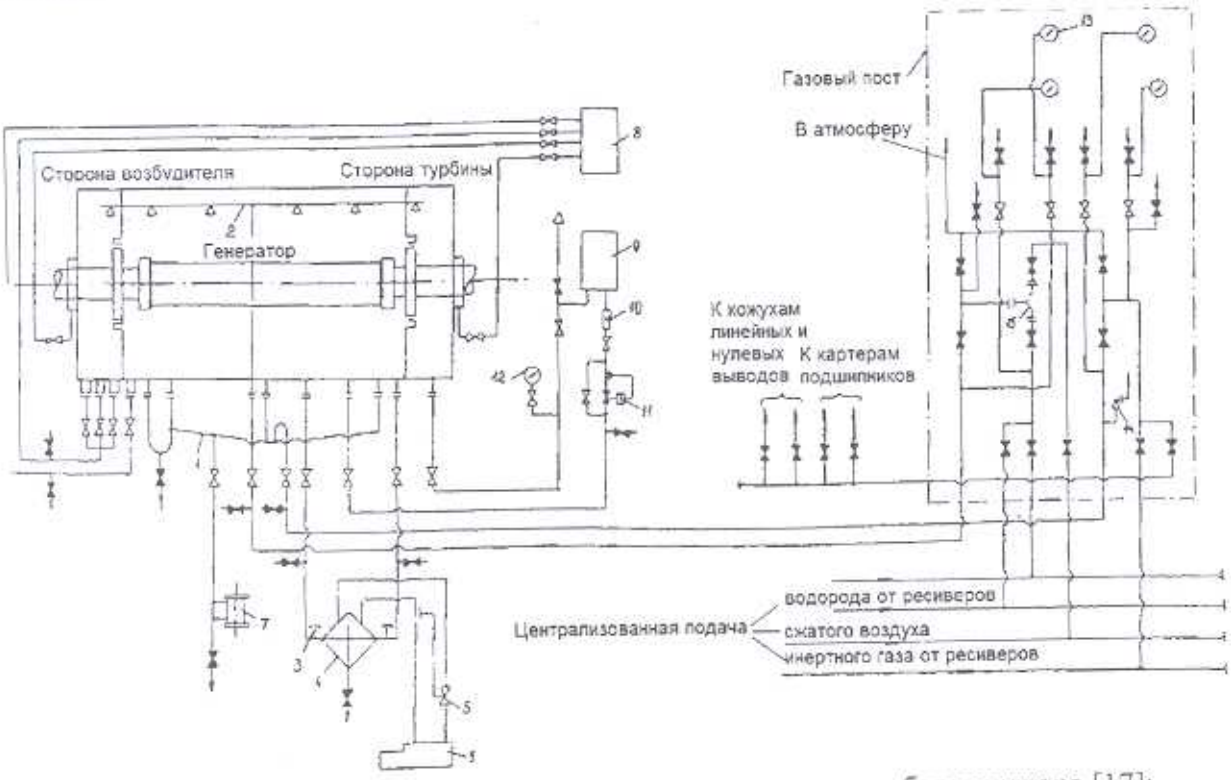


Рис. 2-42. Газовая система водородного охлаждения турбогенератора [17]:
1 – углекислотный коллектор (нижний коллектор); 2 – водородный коллектор (верхний коллектор); 3 – термометр; 4 – испаритель; 5 – фреоновый компрессор; 6 – терморегулирующий вентиль; 7 – индуктивный указатель жидкости; 8 – автоматический газоанализатор содержания водорода в картерах подшипников и кожухах нулевых и линейных выводов; 9 – автоматический газоанализатор для измерения чистоты водорода в корпусе генератора; 10 – ротаметр; 11 – регулятор давления; 12 – электроконтактный манометр; 13 – манометр; 14 – предохранительный клапан; 15 – съемный элемент

При нормальной работе генератора в корпусе должно поддерживаться избыточное давление водорода, соответствующее паспортным данным генератора или указаниям завода-изготовителя. Давление должно поддерживаться с помощью автоматических регуляторов или вручную с периодической подпиткой водородом газового объема генератора. И в том, и в другом случае колебания давления в корпусе генератора не должны превышать значений, приведенных ниже [17]:

Номинальное избыточное давление водорода, МПа (кгс/см^2)	Предельное значение колебаний давления водорода, МПа (кгс/см^2)
0,1 (1,0) более	±0,02 (±0,2)
0,05 (0,5)	±0,01 (±0,1)
0,005 (0,05)	±0,001 (±0,01)

[1] Чтобы обеспечить управление газовой системой в аварийных ситуациях, в частности, при пожарах, а также для аварийного сброса водорода из корпуса статора необходимо на удалении от генератора устанавливать дополнительный «газовый пост» с сокращенными функциями.

Чистота водорода контролируется дифференциальным манометром ТДМ, отградуированным в процентах содержания водорода, и газоанализатором ТП1120 или ТП1114, или термохимическим анализатором ТХГ-5Б.

Чистота водорода должна быть не ниже [15, 17]: 98% в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением; 97% – в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) и выше; 95% – в корпусах генераторов при избыточном давлении водорода до 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2).

Содержание кислорода в водороде не должно превышать 1,2%.

Максимальное содержание кислорода в водороде в системе слива масла с водородной стороны уплотнений не должно превышать 2%.

Температура точки росы водорода в корпусе генератора должна быть ниже температуры воды, подаваемой в газоохладители, но не выше 15°С[1].

При отсутствии приборов прямого измерения точки росы допускается определение температуры точки росы по номограмме по фактическим значениям относительной влажности и температуры водорода в точке измерения относительной влажности.

В генераторах с водо-водородным охлаждением давление водорода в корпусе должно поддерживаться, как правило, на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) выше давления дистиллята на входе в обмотку статора (за исключением тех генераторов, у которых из-за конструктивных особенностей давление водорода не может быть выше давления дистиллята на входе в обмотку статора).

Максимальный эксплуатационный суточный расход водорода (с учетом продувок) не должен превышать 10% общего количества водорода в корпусе генератора при рабочем давлении. Методика определения суточной утечки водорода приведена в разделе 14. Общий объем водорода в различных генераторах указан в табл. 2-52.

В целях проверки правильности показаний приборов автоматического контроля при работе газовой системы генератора с водородным охлаждением должны измеряться с помощью лабораторных приборов следующие параметры:

чистота водорода в корпусе генератора;

содержание кислорода в бачке продувок, поплавковом затворе, водородоотделительном отсеке маслоочистки;

содержание водорода в картерах подшипников (сливных камерах уплотнений вала с воздушной стороны), комплектных экранированных токопроводах и коробе нулевых выводов;

влажность водорода в корпусе генератора.

Сигнализация появления в корпусе генератора воды или масла осуществляется индуктивным указателем жидкости, установленным в дренажах.

Для снижения влажности водорода в корпусе статора применяются фреоновые холодильно-компрессорные агрегаты, в испарителе которых влага конденсируется на трубках и периодически удаляется. На старых машинах применялись силикагелевые осушители. Влагоемкость силикагеля составляет 70 г воды на 1 кг. Минимальная масса силикагеля в адсорбере – около 30 кг. Регенерировать силикагель можно путем продувки через отключенный от генератора осушитель горячим воздухом от газодувки через нагреватель мощностью 4–6 кВт в течение 2–3 ч. До и после регенерации производится продувка осушителя углекислотой или азотом. Применение в качестве адсорбента хлористого кальция не допускается.

---

[1] При длительной остановке турбогенератора в резерв в зимнее время температура точки росы водорода в корпусе генератора должна быть ниже температуры воздуха в машинном зале, а если это невозможно из-за значительного понижения последней, то следует принять меры к утеплению генератора снаружи. Низкая температура машинного зала должна учитываться также при установке критерия влагосодержания генераторов, переведенных на воздух на время их простоя.

Таблица 2-52. Газовые объемы турбогенераторов с водородным охлаждением (с вставленным ротором) [17]

Турбогенератор	Газовый объем, $м^3$	Турбогенератор	Газовый объем, $м^3$
ТВ2-30-2	26	ТВВ-165-2	53
ТГВ-25	26	ТВВ-220-2А	56
ТВС-30	26	ТВВ-220-2Е	56
ТВ-50-2	50	ТГВ-200	70
ТВ-60-2	50	ТГВ-300	75
ТВФ-60-2	34	ТВВ-320-2	87
ТВФ-63-2	34	ТВВ-320-2Е	65
ТВФ-63-2Е	30	ТГВ-500	73
ТВФ-100-2	50	ТВВ-500-2	100
ТВ2-100-2	65	ТВВ-500-2Е	84
ТВФ-110-2Е	47	ТВВ-800-2	126
ТВФ-120-2	50	ТВВ-800-2Е	126
ТВ2-150-2	100	ТВВ-1200-2	160
ТВВ-160-2Е	50		

На углекислотные баллоны редукторы не ставятся, а для ускорения их опорожнения применяют подогрев углекислоты паром давлением до 10^6 Па и температурой 200°С. В этих случаях баллоны переворачиваются на 180°. Давление углекислого газа в змеевике испарителя достигает $(80–90)\cdot10^5$ Па, поэтому углекислотный пост снабжается предохранительным клапаном на 10^7 Па. В корпус генератора углекислый газ подводится под давлением $(2–3)\cdot10^5$ Па.

Значения допустимой концентрации инертного газа при операциях вытеснения приведены ниже [1]:

Вытеснение и замена:	Процент по объему
Воздуха углекислым газом	85
Воздуха азотом	97
Углекислого газа водородом (в углекислотном коллекторе) при номинальном давлении водорода в корпусе статора:	
до $0,5\cdot10^5$ Па	5
более $0,5\cdot10^5$ Па	3
с непосредственным охлаждением	2
Азота водородом	3
Водорода углекислым газом (из водородного коллектора)	95
Водорода азотом при невращающемся роторе	85
Углекислого газа воздухом	–
Азота воздухом не менее	20% кислорода

Содержание газа в системе устанавливается химическим анализом.

Расход газа на вытеснение водорода и заполнение корпуса (в долях газового объема генератора) составляет [1]:

Углекислота для вытеснения воздуха	1,5
Водород для заполнения корпуса до избыточного давления:	
1×10^5Па	2,5
2×10^5 Па	3,5
3×10^5 Па	4,6
Углекислота для вытеснения водорода	2,2

При вытеснении с вращающимся ротором расход газов увеличивается примерно в 1,5–1,7 раза.

Ориентировочный расход азота на вытеснение воздуха зависит от его чистоты, как это показано ниже (при подаче азота снизу вверх) [17]:

Чистота азота, %	Расход азота в газовых объемах генератора
99,9	3
98,5	3,5
97,5	4,4
99,9-97,5	3–4

Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны производиться при неподвижном роторе.

2.6. Система водоснабжения статорной обмотки

Обмотка статоров турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ и генераторов ТГВ-200М и ТГВ-500 охлаждается конденсатом (дистиллированной водой) по замкнутому циклу. Все оборудование тракта водоснабжения, включая трубопроводы, арматуру, фильтры, должно быть выполнено из некоррозионных материалов. Это же требование касается и баков водоподготовки, для которых в ряде случаев применяли углеродистые стали с защитным гуммированием внутренней поверхности. Отслоившаяся резина разбивалась насосами, проходя в этом состоянии через фильтры и загрязняя статорную обмотку.

Система, заполняется конденсатом с удельным сопротивлением $200 \cdot 10^3$ Ом·см и промывается без обмотки до тех пор, пока значение удельного сопротивления станет не менее 100 кОм·см. При работе генератора удельное сопротивление не может быть снижено менее, чем до 50 кОм·см.

Циркуляция конденсата (дистиллята) обеспечивается двумя насосами центробежного типа с приводом переменного тока, один из которых является резервным и включается автоматически при снижении рабочего давления (табл. 2-53).

Охлаждение обмотки статора может также производиться по проточной схеме с отбором конденсата от промежуточных ступеней конденсатных насосов турбины или непосредственно из конденсатора турбины, что более предпочтительно. На напорном коллекторе устанавливается предохранительный клапан, срабатывающий при давлении $6 \cdot 10^5$ Па.

Таблица 2-53. Насосы теплообменников турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток [1]

Тип турбогенератора	Насосы			Электродвигатели	
	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, $Па \times 10^{-5}$	Мощность, кВт	Тип
ТВВ-165-2,	КСМ50х75[1], 4МСК10х2	50	7,5	22	А2-71-4
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-320-2		60	6,6	22	А2-62-2
ТГВ-200М	4МСК10х3	60	6,6	20	А-62-2

[1] В первых выпусках

В замкнутой системе водоснабжения установлены теплообменники, один из которых является резервным. Теплообменники могут соединяться последовательно и параллельно (табл. 2-54).

Таблица 2-54. Теплообменники для турбогенераторов с водяным охлаждением [1]

Тип		Максимальное давление, Па·10⁻⁵		Отводимые потери[1], кВт	Расход, м³/ч		Число теплообменников на турбогенератор, шт.	
турбогенератора	теплообменника	дистиллята	технической воды		дистиллята	технической воды	рабочих	резервных
ТВВ-165-2	ВВТЗ	10	16	703	30	295	1	1
ТВВ-200-2А		10	16	703	30/25	295	1	1
ТВВ-220-2А		10	16	700	30/25	295	1	1
ТВВ-320-2		10	16	700	2·20	2·295	2	1
ТГВ-200М	ТН-101	7	3	2000[2]	40	200	1	1

[1] Если не оговорено, то показатели даны применительно для одного теплообменника.
[2] Указаны общие отводимые потери.

Для обеспечения очистки конденсата от механических примесей устанавливаются фильтры, очистка которых производится без отключения от системы. Засоряемость фильтров определяется повышением перепада давления на теплообменниках с фильтрами на $(0,3–0,5)\cdot10^5$ Па.

Нагретый конденсат сливается в расширительный бак, где подвергается вакуумной обработке для очистки от воздуха водоструйным эжектором, для чего расширительный бак подсоединен к водяной камере конденсатора турбины. Создаваемый вакуум составляет около $0,4\cdot10^5$ Па.

Принципиальная схема питания конденсатом обмотки статора приведена на рис. 2-43.

Контроль и сигнализация параметров системы осуществляются следующими приборами:

давление конденсата перед теплообменниками и перед обмоткой – манометрами со шкалой $0–10^6$ Па;

расход конденсата – расходомерами;

прекращение циркуляции дистиллята – струйным реле;

вакуум в расширительном баке – вакуумметром со шкалой: $0–10^5$ Па;

температура конденсата на входе и выходе из обмотки статора, на входе и выходе теплообменника – ртутными термометрами и логометром, установленным на щите теплового контроля (дистанционно);

температура сырой воды в теплообменниках – ртутными термометрами;

уровень воды в расширительном баке – реле уровня;

появление водорода в системе и выделение его из конденсата – газовой ловушкой, подключенной к постоянно открытому дренажному вентилю сливного коллектора обмотки статора;

удельное электросопротивление конденсата – солемером, датчик которого установлен на напорном трубопроводе, а показывающий прибор на панели сигнализаций.

Сигнализация о недопустимом снижении давления конденсата перед обмоткой осуществляется при помощи электроконтактного манометра; о недопустимо высокой температуре конденсата на выходе из обмотки – термосигнализатором. Сигнал о недопустимых изменениях параметров системы выводится на табло панели сигнализации.

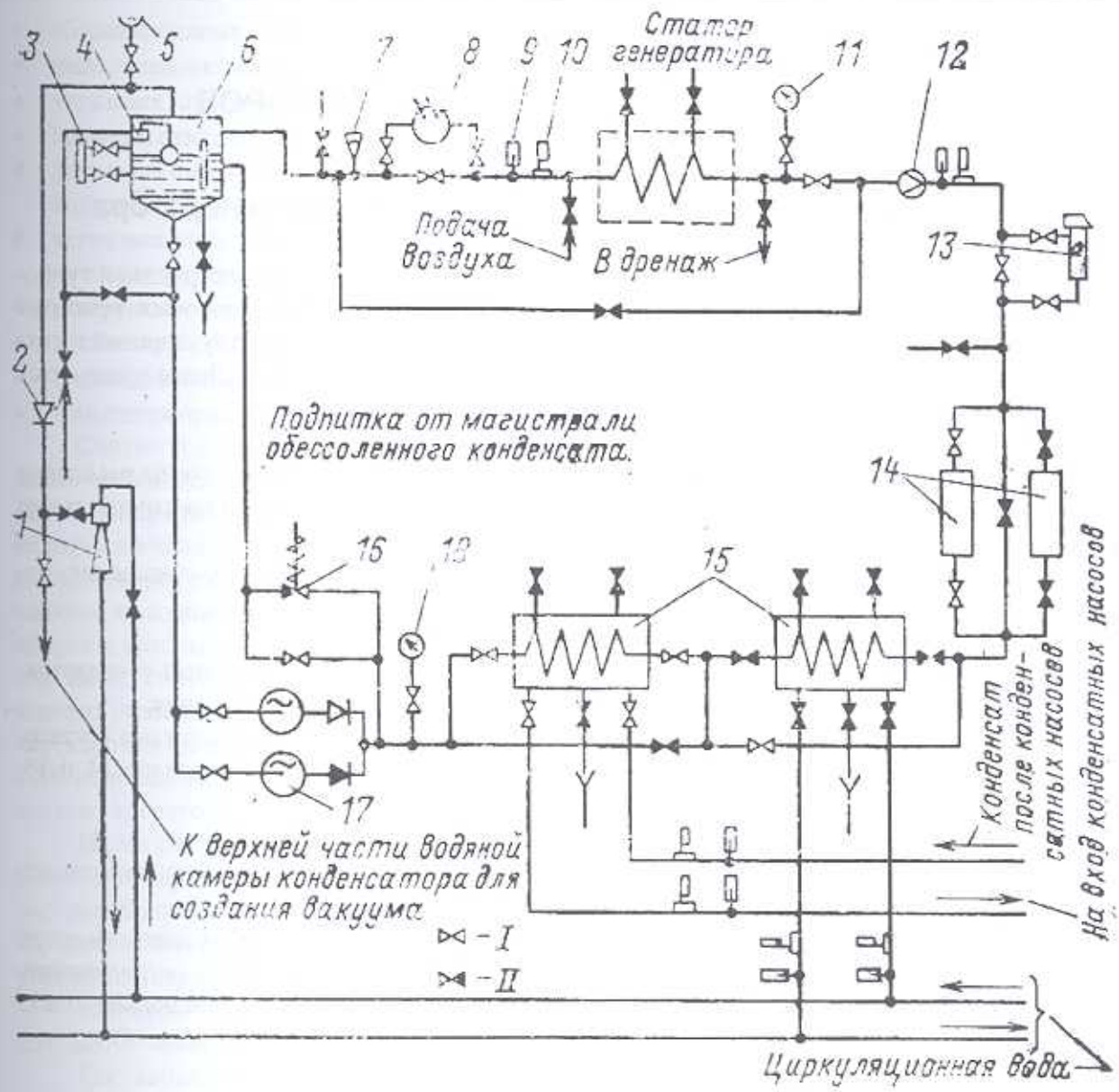


Рис. 2-43. Принципиальная схема системы водоснабжения обмотки статора:
I – нормально открытый вентиль; II – нормально закрытый вентиль; 1 – эжектор; 2 – невозвратный клапан; 3 – реле уровня; 4 – регулятор уровня; 5 – вакуумметр; 6 – бак; 7 – термосигнализатор; 5 – реле струйное; 9 – термометр ртутный; 10 – термопреобразователь сопротивления; 11 – электроконтактный манометр; 12 – измерительная шайба; 13 – солемер; 14 – фильтр; 15 – теплообменник; 16 – предохранительный клапан; 17 – водяной насос; 8 – манометр

Раздел третий

РАЗБОРКА И СБОРКА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

3.1. Перечень операций по разборке и сборке генератора

Последовательность операций разборки и сборки определяется конструкцией турбогенератора и приводится в инструкциях завода-изготовителя. При плановых ремонтах следует руководствоваться проектом организации ремонта (ПОР), конструкторской и технологической ремонтной документацией (см. раздел 15, приложение 7). Далее приводится описание операций для регламентированного (типового) ремонта.

Перед разборкой генератора необходимо:

– проверить готовность ремонтных площадок, в том числе наличие схемы раскладки составных частей генератора в соответствии с допустимыми нагрузками на строительные элементы,

– установить достаточность и исправность средств технологического оснащения: инструмента, приспособлений, ложементов, подкладок и т.п.,

– проверить наличие необходимых материалов, запасных частей,

– изучить ремонтную документацию, ознакомить ремонтный персонал с предстоящим объемом работ, провести его инструктаж и, при необходимости, обучение,

– проверить турбогенератор под нагрузкой и при останове в соответствии с утвержденной программой вывода генератора в ремонт (см. рекомендации разделов 14 и 15, приложение 7).

Последовательность основных работ по разборке турбогенератора:

- выполнение технических мероприятий по обеспечению условий электробезопасности (отсоединение шинопроводов, кабелей, наложение заземлений);
- вытеснение водорода[1], выполнение соответствующих мер безопасности (убедиться в отсутствии взрывоопасной смеси внутри генератора; создать видимые разрывы на трубопроводах, подводящих водород, воздух и инертный газ, сняв съемный элемент (например, поз.15 на рис. 2-42) и установив заглушки) и проверка газоплотности генератора (разд. 14);
- разборка щеточного аппарата;
- проточка (шлифовка) контактных колец;
- разборка трубопроводов масла, технической воды, дистиллята[2];
- разборка муфт соединения роторов турбины, генератора и возбудителя; отсоединение болтовых креплений возбудителя к фундаменту,
- строповка возбудителя и транспортировка его на ремонтную площадку;
- разборка масляных уплотнений (разд. 7);
- разборка диффузоров;
- снятие щитов генератора;
- вывод ротора.
- выемка газоохладителей (воздухоохладителей) генератора.

Последовательность основных сборочных операций:

- ввод ротора;
- установка подшипников;
- центровка роторов турбины и генератора;
- установка щитов;
- сборка диффузоров;

[1] Для генераторов с водородным охлаждением.

[2] Для генераторов с водяным охлаждением обмоток.

- сборка масляных уплотнений вала[1] (разд. 7),
- подсоединение маслопроводов;
- установка газоохладителей (воздухоохладителей) генератора;
- проверка газоплотности генератора (разд. 14);
- установка щеточного аппарата: установка и подгонка траверсы, установка и подгонка щеткодержателей и щеток, подсоединение кабелей и шинопроводов, установка ограждения;
- установка возбудителя: строповка возбудителя, транспортировка его с ремонтной площадки к генератору и установка на фундаменте;
- центровка роторов возбудителя и генератора;
- крепление возбудителя к фундаменту;
- подсоединение кабелей и шинопроводов;
- испытания предпусковые, на холостом ходу и под нагрузкой (разд. 14).

Снятие той или иной составной части производится после отсоединения всех креплений и подсоединений и удаления незакрепленных деталей. Особое внимание следует обращать на проверку наличия внутренних креплений и подсоединений. Проверка производится по заводским чертежам и инструкциям. Так, например, перед снятием верхних половин корпусов масляных уплотнений вала генераторов типа ТВ2-30-2 следует удалить верхние половины внутренних маслоуловителей, для чего отсоединить болты крепления, допуск к которым открывается после снятия лючков на верхних половинах наружных щитов. Перед снятием верхних половин наружных щитов генераторов типа ТВВ-200-2 необходимо отсоединить верхнюю половину внутреннего щита. Отсоединение производится через лючки на наружных щитах. При выемке газоохладителей генераторов серий ТВФ и ТВВ необходимо предварительно разобрать фланцы подвода и слива воды, находящиеся внутри генератора.

Перед снятием любой составной части генератора следует предварительно убедиться в наличии маркировки и при необходимости нанести ее. Маркировка наносится на наружных нерабочих поверхностях краской или кернением. Краска, применяемая для маркировки, должна быстро высыхать на воздухе и быть масло- и бензостойкой. Очень удобны для этой цели нитроэмали воздушной сушки, например ГФ-92-ХС.

Внимание! Запрещается маркировка кернением на бандажных и центрирующих кольцах. В этом случае маркировка производится водным раствором щавелевой кислоты.

Составные части генератора маркируются со стороны привода буквой Т, с противоположной стороны – буквой В (или КК – для генераторов ТГВ). Если плоскость разъема горизонтальна, то верхняя часть маркируется дополнительно буквой В, а нижняя – буквой Н. При вертикальной плоскости разъема на правых половинах деталей наносится буква П, на левых – Л. Электрические разъемы маркируются бирками с цифрами, одинаковые цифры обозначают соединяемые зажимы. Бирки изготавливаются из картона и надежно прикрепляются к зажимам проволокой или шпагатом.

3.2. Измерение зазоров и установочных размеров

В процессе разборки генератора измеряют зазоры и установочные размеры, заполняют формуляры и карты контроля.

Зазоры измеряют пластинчатым или клиновым щупом, а установочные размеры – штангенциркулем или масштабной линейкой.

При внесении измеренных зазоров (особенно радиальных) в формуляры (карты контроля) следует указывать ориентацию исполнителя по отношению к стороне, на которой производится измерение (направление взгляда на составную часть).

Воздушный зазор. На рис. 3-1 показано взаимное положение статора и ротора, а в табл. 3-1 приведены размеры зазоров.

---

[1] Для генераторов с водородным охлаждением.

Воздушный зазор (1 и 2) измеряется в четырех точках по окружности ротора в вертикальной и горизонтальной плоскостях. При сборке генератора зазоры измеряют после окончательной центровки роторов генератора и турбины и соединения полумуфт. При необходимости для выравнивания воздушного зазора требуется перемещение статора, которое производится после отсоединения фундаментных болтов при помощи крана и домкратов, а также изменением толщины прокладок под опорными лапами.

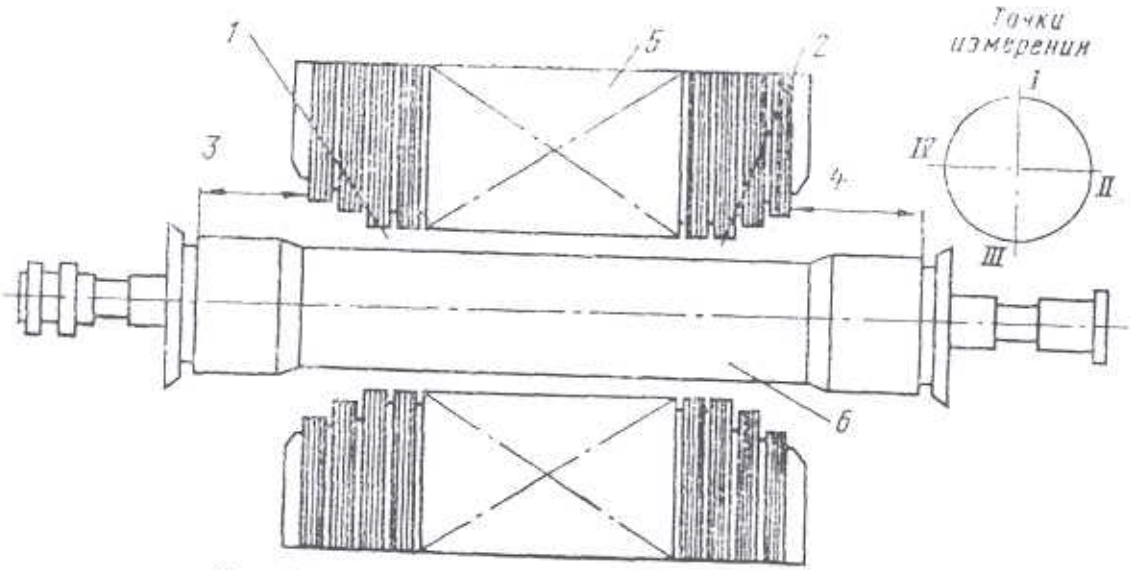


Рис. 3-1. Положение ротора относительно статора:
1 – воздушный зазор со стороны возбудителя; 2 – воздушный зазор со стороны турбины; 3 – установочный размер от торца активной стали до торца бандажного кольца со стороны возбудителя; 4 – то же со стороны турбины; 5 – статор; 6 – ротор

Таблица 3-1. Размеры для установки ротора относительно статора различных турбогенераторов, мм [1]

Турбогенератор	Позиция на рис. 3-1		
	1	*2*	*4, 3*[1]
Т2-6-2	18,5±0,9	18,5±0-9	4
Т2-12-2[2]	20,5±1	20,5±1	4
ТГВ-25	28±1,4	28±1,4	5
ТВС-30	27±1,3	27±1,3	1
ТВ2-30-2	28±1,4	28±1,4	6
ТВ-50-2	42,5±2,1	42,5±2,1	13±1
ТВФ-60-2 для напряжения:			
6,3 кВ	72,5±1	72,5±1	6
10,5 кВ	50±1	50±1	6
ТВ2-100-2	47,5±2,4	47,5±2,4	–
ТВФ-100-2[3]	64±1	64±1	6,5±1,5
ТВ2-150-2	62,5±3,1	62,5±3,1	–
ТВВ-165-2	85±1	85±1	16±14
ТВВ-200-2А	80±1	80±1	16±14
ТГВ-200	100±3	100±3	6
ТГВ-300	90±5	90±5	10
ТВВ-320-2	95±1	95±1	–

[1] Нормируется разность размеров 4 и 3.
[2] Для турбогенераторов, изготовленных заводом «Электротяжмаш», поз. 1 и 2 должны быть равны 21±1 мм.
[3] Для турбогенераторов, изготовленных заводом «Сибэлектротяжмаш», разность размеров поз. 4 и 3 должна быть равна 8±1 мм.

Зазоры в вентиляторах. На рис. 3-2 показано положение центробежных вентиляторов относительно диффузоров, а в табл. 3-2 приведены размеры зазоров.

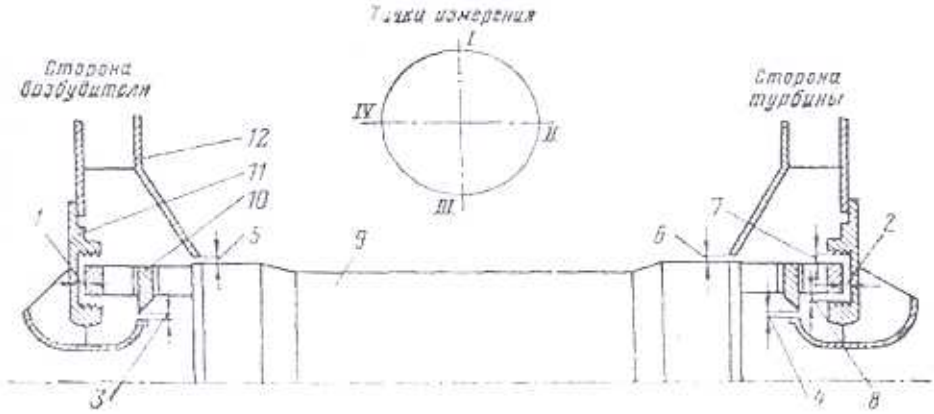


Рис. 3-2. Положение центробежных вентиляторов относительно диффузоров [1]:
1 – расстояние от вентилятора до диффузора со стороны возбудителя; 2 – расстояние от вентилятора до диффузора со стороны турбины; 3 – зазор между вентилятором и диффузором со стороны возбудителя; 4 – то же со стороны турбины; 5 – зазор между ротором и внутренним щитом со стороны возбудителя; 6 – то же со стороны турбины; 7 – зазор между вентилятором и диффузором по наружному диаметру; 8 – то же по внутреннему диаметру; 9 -ротор; 10 – вентилятор; 11 – диффузор; 12 – внутренний щит

Таблица 3-2. Размеры зазоров в центробежных вентиляторах для различных турбогенераторов, мм [1]

Позиции на рис. 3-2	Т2-6-2	Т2-12-2	ТВ2-30-2	ТВ-50-2	ТВ-60-2
1	–	18,0	5,2–6,3	11,0	10,0–14,0
2	–	18,0	7,8–8,7	23,0	10,0–14,0
3	2,0–2,4	3,0–4,0	3,0–4,0	3,5–4,5	3,5–4,5
4	2,0–2,4	3,0–4,0	3,0–4,0	3,5–4,5	3,5–4,5
5	1,0–2,1	4,0–7,0	4,2–6,0	4,5–5,5	4,5–5,5
6	1,0–2,1	4,0–7,0	4,2–6,0	4,5–5,5	4,5–5,5
7	1,0–1,3	3,5–4,2	3,0–4,0	3,5–4,5	3,9–4,7
8	1,2–1,5	3,0–4,0	2,5–3,5	3,5–4,5	3,9–4,7

На рис. 3-3 показано положение осевых вентиляторов относительно диффузоров, а в табл. 3-3 приведены размеры зазоров.

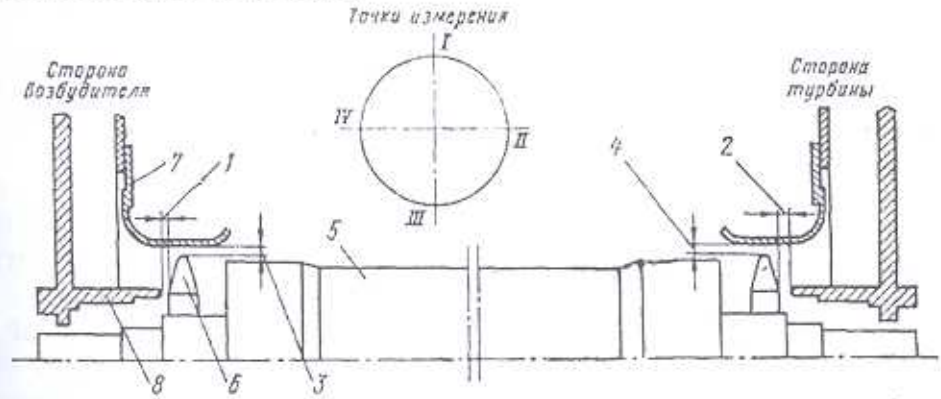


Рис. 3-3. Положение осевых вентиляторов относительно диффузоров [1]:
1 – расстояние от вентилятора до щита со стороны возбудителя; 2 – то же со стороны турбины; 3 – зазор между вентилятором и направляющим аппаратом со стороны возбудителя; 4 – то же со стороны турбины; 5 – ротор; 6 – вентилятор; 7 – направляющий аппарат; 8 – щит

В генераторе ТГВ-300 со стороны возбудителя установлен высоконапорный компрессор, а в генераторе ТГВ-200 кроме него еще и осевой вентилятор (со стороны турбины). Зазоры, необходимые для установки этих узлов, показаны на рис. 3-4, а размеры их приведены в табл. 3-4.

3.3. Строповка

Строповка составных частей генератора производится в соответствии с заводскими чертежами и технологическими инструкциями при строгом соблюдении требований техники безопасности. Все операции по строповке, подъему и перемещению деталей грузоподъемными механизмами производятся специально обученным персоналом, имеющим удостоверение стропальщика и допущенным к выполнению этих работ в установленном порядке (см. раздел 15).

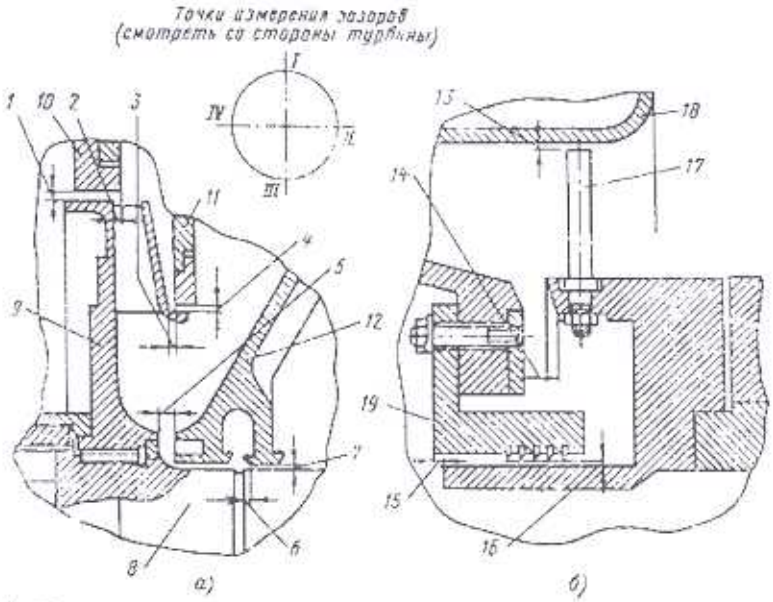


Рис. 3-4. Положение компрессора и осевого вентилятора относительно диффузоров для турбогенераторов серии ТГВ [1]:

а – положение компрессора в турбогенераторах ТГВ-200 и ТГВ-300; б – положение осевого вентилятора в турбогенераторе ТГВ-200; 1 – зазор между компрессором и внутренним щитом; 2 – установочный размер от торца компрессора до торца внутреннего щита; 3 – установочный размер от торца лопаток компрессора до торца уплотнения внутреннего щита; 4 – зазор между лопатками компрессора и уплотнением внутреннего щита; 5 – установочный размер от торца посадочного места компрессора до торца маслоуловителя; 6 – установочный размер от торца внутренней полости маслоуловителя до канавки на роторе; 7 – зазор между маслоуловителем и ротором; 8 – ротор; 9 – компрессор; 10 – внутренний щит; 11 – уплотнение внутреннего щита; 12 – маслоуловитель; 13 – зазор между лопатками вентилятора и диффузором; 14 – установочный размер от торца вентилятора до торца маслоуловителя по наружному диаметру; 15 – установочный размер от торца вентилятора до торца маслоуловителя по внутреннему диаметру; 16 – зазор между вентилятором и маслоуловителем; 17 – вентилятор; 18 – диффузор; 19 – маслоуловитель

В настоящее время для строповки применяется много различных конструкций стропов и других грузозахватных приспособлений. При строповке необходимо руководствоваться следующими положениями:

1) грузоподъемность стропа должна соответствовать весу поднимаемой составной части генератора; при выборе стропов общего назначения следует учитывать, что они рассчитываются на угол между ветвями до 90° с учетом равномерного натяжения всех ветвей; поэтому следует брать стропы такой длины, чтобы угол между ветвями не превышал 90°; если после натяжения окажется, что угол превышает 90° или натяжение ветвей неодинаково, то должна быть разработана и рассчитана схема строповки с учетом фактических усилий, возникающих в каждой ветви (раздел 12);

2) конструкция захвата должна обеспечивать надежную зацепку груза и исключать самопроизвольную развязку петель, соскальзывание или сползание стропа; детали захвата (зажимы, коуши, талрепы и т.п.) приведены в разделе 12;

Таблица 3-3. Размеры зазоров в осевых вентиляторах для различных турбогенераторов, мм [1]

Позиции на рис. 3-3	ТГВ-25	ТВС-30	ТВФ-60-2	ТВФ-100-2, ТВФ-120-2		ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВВ-165-2	ТВВ-220-2А	ТВВ-320-2
				Завод «Электросила»	Завод «Сибэлектротяжмаш»					
1	–	12,0–15,0	20,7–21,3	14,5	16,6–19,4	18,0	18,0	19,0–21,0	25,0–27,0	18,0–20,0
2	–	7–10	9,2–9,8	6,5	10,6–13,4	6,0–7,5	6,0–7,5	5,0–6,0	9,0–11,0	6,0–7,5
3	1,5–1,9	1,5–2,0	2,0–2,5	1,5–2,0	1,5–2,0	1,5–2,0	1,5–2,0	2,5–4,0	2,0–3,0	1,5–2,0
4	1,5–1,9	1,5–2,0	2,0–2,5	1,5–2,0	1,5–2,0	1,5–2,0	1,5–2,0	2,5–4,0	2,0–3,0	1,5–2,0

Таблица 3-4. Размеры зазоров в компрессоре и осевом вентиляторе для турбогенераторов серии ТГВ, мм [1]

Позиции на рис. 3-4, *а*, *б*	ТГВ-200				ТГВ-200М				ТГВ-300			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	1,0±0,1	1,0±0,1	1,0±0,1	1,0±0,1	1,1±0,2	1,0±0,1	0,8±0,1	1,0+0,1	1,1±0,2	1,0±0,1	0,8±0,1	1,0±0,1
2	1,5±1	1,5±1	1,5±1	1,5±1	7,0±0,5	7,0±0,5	7,0±0,5	7,0±0,5	7,0±0,5	7,0±0,5	7,0+0,5	7,0±0,5
3	1,0±2	1,0±2	1,0±2	1,0±2	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$	$5{,}0^{+2{,}4}_{-3{,}1}$
4	4,0±1	4,0±1	4,0±1	4,0±1	$1{,}0^{+0{,}3}$	$1{,}0^{+0{,}2}$	0,9±0,1	$1{,}0^{+0{,}2}$	$1{,}0^{+0{,}3}$	$1{,}0^{+0{,}2}$	0,9±0,1	$1{,}0^{+0{,}2}$
5	29^{+6}_{-1}	29^{+6}_{-1}	29^{+6}_{-1}	29^{+6}_{-1}	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$	$36{,}0^{+6{,}9}_{-5}$
6	20±5	20±5	20±5	20±5	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$	$21{,}5^{+8{,}5}_{-7{,}5}$
7	$0{,}5+^{0{,}1}$	$0{,}3+^{0{,}1}$	$0{,}2^{+0{,}1}$	$0{,}3+^{0{,}1}$	$0{,}5^{+0{,}1}$	$0{,}3^{+0{,}1}$	$0{,}2^{+0{,}1}$	$0{,}3^{+0{,}1}$	$0{,}5^{-0{,}1+}$	$0{,}3+^{0{,}1}$	$0{,}2+^{0{,}1}$	$0{,}3+^{0{,}1}$
13	$2{,}2^{+0{,}3}$	$2{,}2^{+0{,}3}$	$2{,}2+^{0{,}3}$	$2{,}2^{+0{,}3}$	$2\ 2^{+0{,}3}$	$2{,}2^{+0{,}3}$	$2{,}2^{+0{,}3}$	$2{,}2^{+0{,}3}$				
14	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}	20^{+6}_{-1}				
15	5±6	5±6	5±6	5±6	5±6	5±6	5±6	5±6				
16	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$	$1{,}8^{+0{,}4}_{-0{,}3}$				

3) при обвязке груза канаты и стропы должны накладываться без узлов и петель, под острые ребра следует подкладывать специальные подкладки, предохраняющие стропы от повреждения;

4) обвязывать длинномерные грузы (газоохладители при горизонтальной транспортировке, роторы и пр.) надлежит не менее чем в двух местах, обеспечивая во время перемещения устойчивое положение груза;

5) при подвешивании груза на двурогие крюки стропы должны накладываться с учетом равномерного распределения нагрузки на оба рога крюка;

6) концы многоветвевого стропа, не использованные для зацепки, следует закреплять; способ крепления должен исключать возможность задевания концами стропа встречающихся на пути предметов при перемещении груза.

В качестве концевых звеньев грузозахватных приспособлений используются рымы, струбцины, скобы и др. (раздел 12).

Рым (грузовой винт) представляет собой стальное кольцо, закрепляемое своей резьбовой частью на деталях машин и агрегатах, и предназначен для подъема при монтаже и разборке. Рымы, постоянно закрепленные на машинах и агрегатах, являются их составной частью, а работающие в качестве элементов грузозахватных приспособлений – грузозахватными средствами. При зацепке за рым следует учитывать угол между ветвями стропа. Если этот угол превышает 30°, то нагрузка на рым должна быть уменьшена с учетом фактического угла. Удобным средством для зацепки щитов, корпусов масляных уплотнений вала и других деталей являются скобы и струбцины, грузовые штыри.

Способы обвязки стропами одно- и двурогих крюков кранов показаны на рис. 3-5.

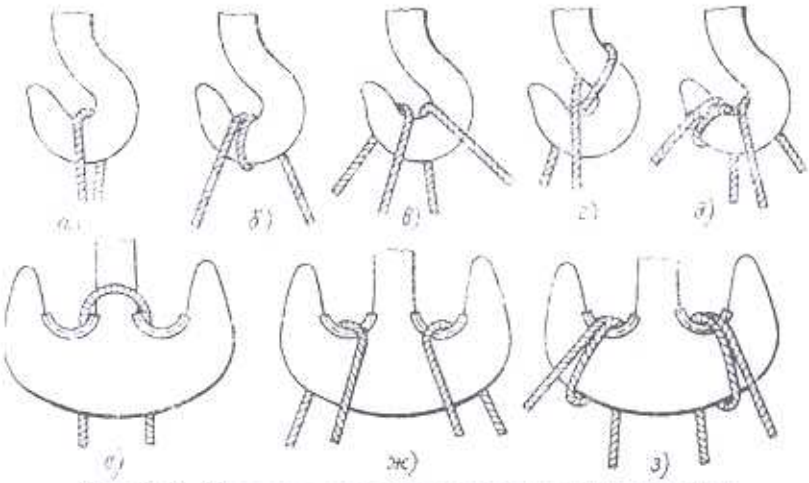


Рис. 3-5. Способы обвязки крюков стропами [1]:
а, б, в, г, д – однорогого крюка; *е, ж, з* – двурогого крюка.

При строповке роторов и якорей электрических машин следует следить за тем, чтобы тросы не касались шеек, обмоток, коллекторов и деталей, насаженных горячей посадкой. Обвязка роторов турбогенераторов производится через предохранительные прокладки.

В качестве предохранительных прокладок используют отработанную, транспортерную ленту, наматываемую на ротор в месте накладки стропов, или деревянные рейки. В роторах с выступающими заборниками и дефлекторами для предохранения их от повреждения используют специальные рейки. Для удобства во время сборки рейки нанизывают на два шнура, которые после установки реек на место затягивают. Поверх реек накладывают транспортерную ленту.

Примерные схемы строповок траверсы щеточного аппарата и газоохладителей показаны на рис. 3-6–3-8, 3-11. Способы строповки возбудителей показаны на рис. 3-9, 3-10, диффузоров и щитов – на рис. 3-12–3-14. Схема строповки ротора – на рис. 3-15. Для остальных составных частей схемы строповки приведены в конце раздела на рис. 3-20–3-24.

3.4. Выемка и установка газоохладителей (воздухоохладителей)

Необходимость выемки газоохладителей (воздухоохладителей) при ремонте генератора в каждом конкретном случае определяется предстоящим объемом работ и конструкцией (см. раздел 6). Обычно для чистки трубок и водяных камер не требуется выемка газоохладителей (воздухоохладителей). Выемка газоохладителей (воздухоохладителей) производится при чистке газовых камер, замене секций или уплотняющих прокладок, для осмотра спинки активной стали статора и пр.

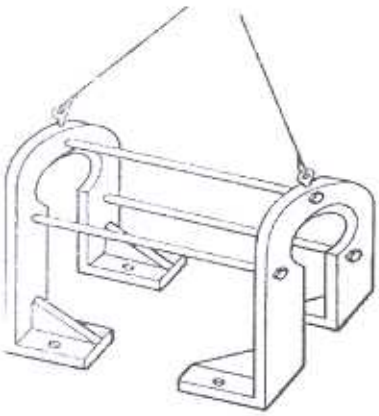


Рис. 3-6. Строповка траверсы щеточного аппарата [1]

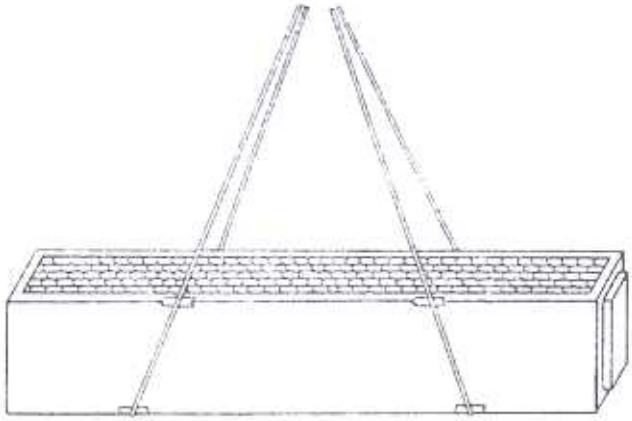


Рис. 3-7. Строповка горизонтального газоохладителя [1]

Для выемки воздухоохладителей турбогенераторов с воздушным охлаждением разбирают уплотняющие перемычки, детали крепления к фундаменту и снимают водоподводящие патрубки.

Воздухоохладители вынимают талью, лебедкой или краном через блок, закрепленный на уровне скобы на крышке, за которую стропится трос. Верхнюю секцию воздухоохладителя выкатывают на катках по подвесной балке, а нижнюю – по листу железа. После вывода из камеры верхнюю секцию стропят краном, вывешивают и катки «отболчивают». Нижняя секция выкатывается аналогично на подкладных катках.

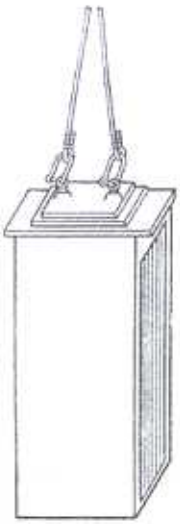


Рис. 3-8. Строповка вертикального газоохладителя [1]

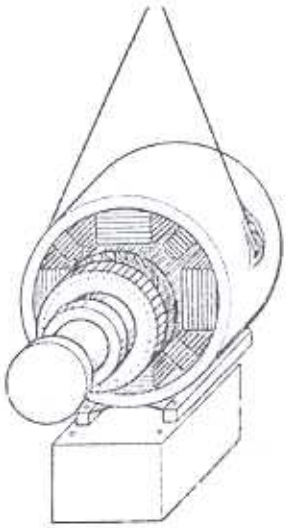


Рис. 3-9. Строповка возбудителя для снятия с фундаментной плиты [1]

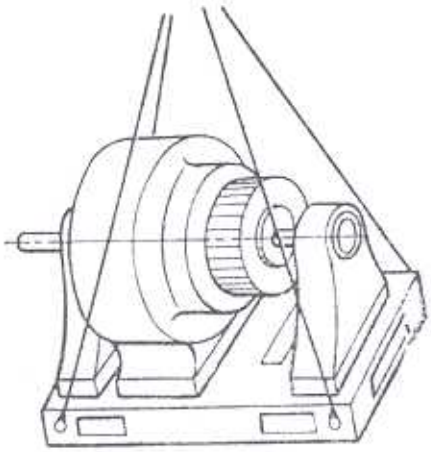


Рис. 3-10. Строповка возбудителя с фундаментной плитой [1]

В турбогенераторах с водородным охлаждением газоохладители располагаются в корпусе статора вертикально или горизонтально (раздел 2). Перед их выемкой отсоединяют водоподводящие патрубки, освобождают фланец, закрепленный к корпусу статора, разбирают гибкие перемычки на противоположной стороне и удаляют детали уплотнения внутри газовых камер.

Вертикальные газоохладители стропят краном, извлекают из генератора и транспортируют на ремонтную площадку. Горизонтальные газоохладители вынимают из генератора, как показано на рис. 3-11, аналогично выемке воздухоохладителей. Монтаж газоохладителей производят в обратной последовательности. При необходимости газоохладитель центруют в нише деревянными прокладками.

3.5. Разборка и сборка диффузоров

Диффузоры отечественных турбогенераторов состоят из двух или четырех частей и крепятся к внутреннему или наружному щиту (рис. 3-2, 3-3). Поэтому для снятия их необходимо разобрать крепление одного из разъемов и отсоединить диффузор от щита. При сборке половины диффузоров устанавливают на внутренние щиты и временно от руки закрепляют двумя-тремя болтами и затем обтягивают болты, крепящие плоскости разъема, при этом болты крепления к щитам не должны препятствовать стягиванию плоскостей разъема. Устанавливают все остальные болты и диффузор центруют относительно вентилятора. Иногда правильная установка диффузора требует распиловки отверстий для крепящих болтов. Окончательную обтяжку указанных болтов производят после центровки диффузора.

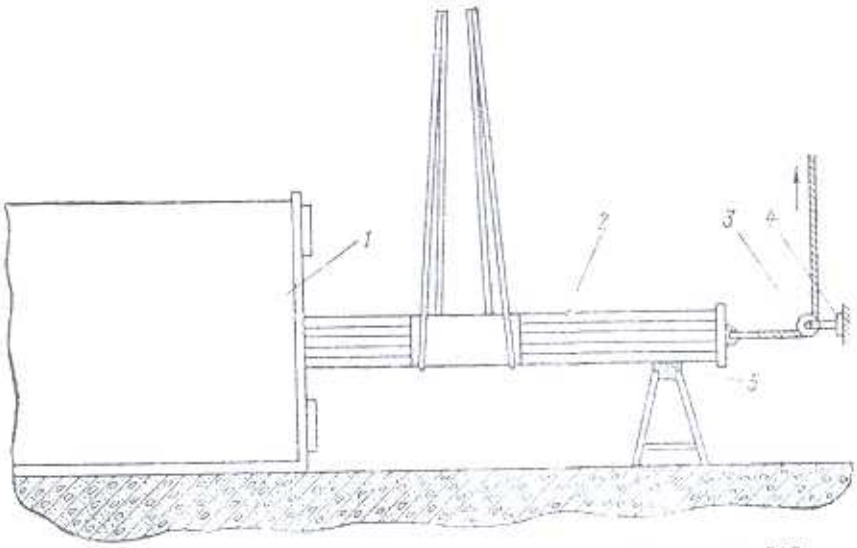


Рис. 3-11. Выемка горизонтального газоохладителя [1]:
1 – статор; *2* – газоохладитель; *3* – блок; *4* – колонна; *5* – козлы

При сборке диффузоров, имеющих изоляцию в разъеме и от щита, устанавливают все необходимые изоляционные детали и после каждой операции контролируют сопротивление изоляции мегаомметром. Сопротивление изоляции полностью собранного диффузора относительно щита при всех обтянутых болтах должно быть не менее 1 МОм (для генераторов серии ТВВ – 0,5 МОм). Сопротивление изоляции половин (четвертушек) относительно друг друга не должно быть менее 1 МОм (для генераторов серии ТВВ – 0,5 МОм).

3.6. Разборка и сборка торцевых щитов

Для генераторов серий ТВФ и ТВВ перед снятием верхнюю половину наружного щита необходимо отжать от торцевой стенки на 20–40 мм специальными отжимными болтами до выхода центрирующего выступа из заточки. Нижние половины наружных щитов снимают двумя крюками (рис. 3-12). Для этого вывинчивают все болты, за исключением трех с каждой стороны, щит стропят за горизонтальный разъем, как показано на рис. 3-13, *а*, и стропы натягивают. Затем вывинчивают оставшиеся болты и совместным опусканием одного крюка и подниманием второго щит разворачивают относительно продольной оси генератора, затем вывешивают на одном крюке (рис. 3-13, *б*) и окончательно демонтируют.

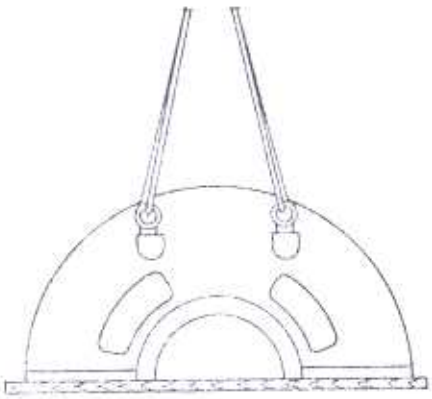


Рис. 3-12. Строповка верхней половины щита [1]

Для разборки наружных щитов генераторов серий ТВФ и ТВВ имеется специальное заводское приспособление, состоящее из полукольца 1 и скоб *3* (рис. 3-14). Полукольцо устанавливают на плоскость горизонтального разъема щита и привинчивают к нему болтами *4*. Затем к торцевой стенке статора крепят скобы, щит отсоединяют от статора и краном разворачивают последовательно на 90 и 180° в положение II и III. Далее стропы натягивают, снимают скобы и стяжные болты и щит транспортируют на ремонтную площадку.

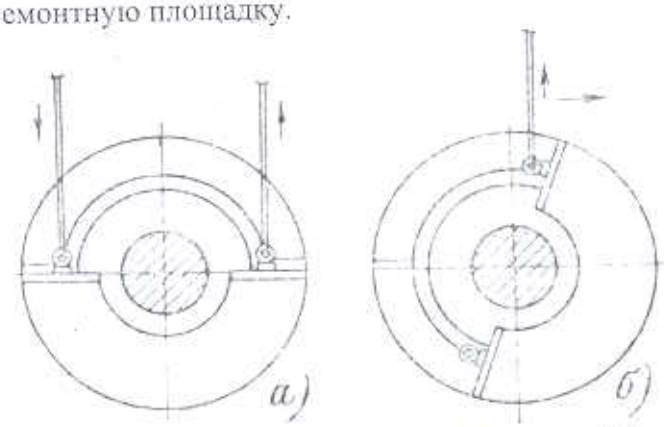


Рис. 3-13. Вывод нижней половины щита[1]:
а – положение I; *б* – положение II

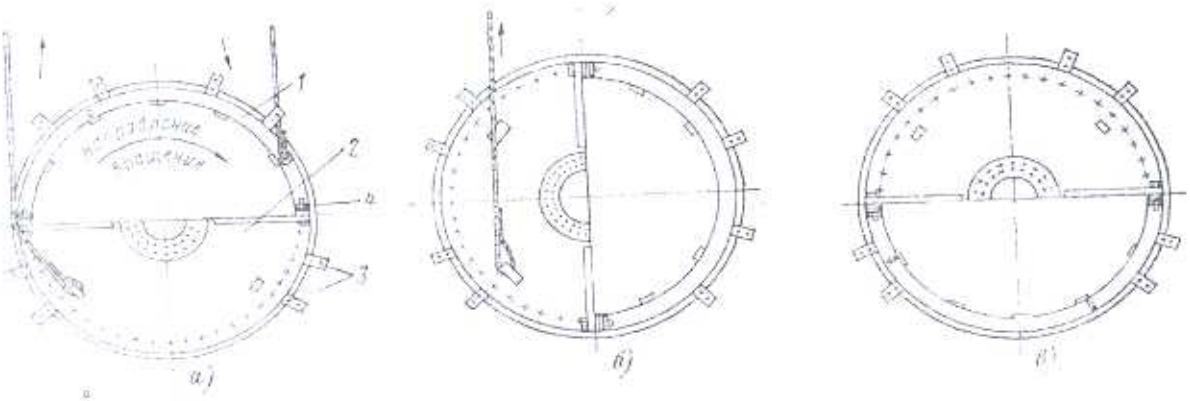


Рис. 3-14. Вывод нижней половины щита генераторов серий ТВВ и ТВФ [1]:
а – положение I; *б* – положение II; *в* – положение III; *1* – полукольцо; *2* – нижняя половина щита; *3* – скобы; *4* – болты.

Для генераторов серии ТГВ нижние половины щитов отсоединяют и опускают на специальные ступеньки в фундаменте, как показано на рис. 3-16. Установка щитов производится в обратной последовательности, при этом особое внимание уделяется правильной стыковке уплотняющих прокладок в соответствии с чертежом. При сборке щитов обязательна установка контрольных болтов и шпилек, а также изоляционных прокладок, предусмотренных конструкцией генератора. Во всех случаях сначала обтягивают болты крепления половин щитов между собой, а затем болты крепления щита к корпусу статора.

3.7. Вывод и заводка роторов

Способ строповки ротора генератора показан на рис. 3-15.

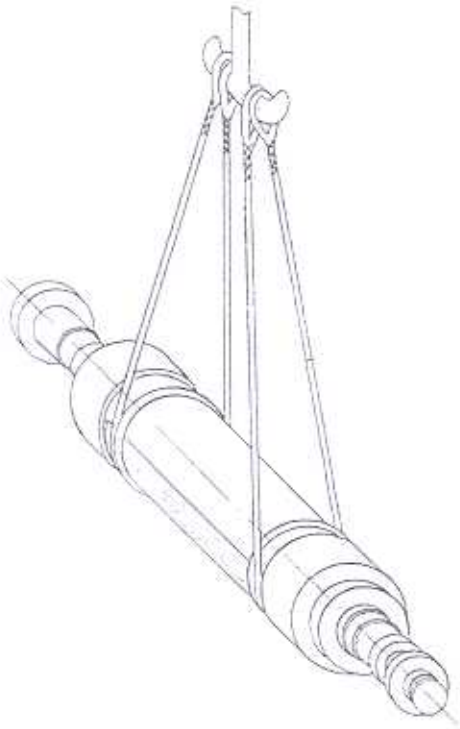


Рис. 3-15. Схема строповки ротора генератора

Основные требования при выводе и заводке роторов:

- перемещение ротора должно производиться плавно, без рывков;
- тросы не должны касаться поверхностей скольжения и деталей, насаженных горячей посадкой;
- ось большого зуба должна находиться в вертикальной плоскости;
- устанавливать ротор на выступающие пазовые клинья, бандажи, вентиляторы и контактные кольца и нагружать их силами в любом направлении запрещается;
- при всех операциях запрещается приближение тросов и деталей ротора вплотную к лобовым частям обмотки статора.

Перед выводом ротора возбудитель должен быть демонтирован и убран на ремонтную площадку; также должны быть демонтированы верхние половины наружных (торцевых) щитов.

Вывод и заводка роторов турбогенераторов производятся одним из следующих методов:

- двумя тележками для генераторов с вынесенными подшипниками,
- двумя тележками для генераторов со встроенными подшипниками,
- краном и удлинителем вала,
- двумя кранами.

Метод двух тележек для турбогенераторов с вынесенными подшипниками (рис. 3-16).

При выполнении вывода и заводки необходимо соблюдать указанную ниже последовательность операций:

- подготовить комплект приспособлений для вывода ротора и вспомогательные материалы (электрокартон толщиной 0,5 мм, стальные прокладки, двутавровую балку, рейки и пр.);
- снять верхние крышки подшипников и вкладышей;
- снять лопатки вентиляторов со стороны турбины и в случае необходимости–5–6 шт. со стороны возбудителя;

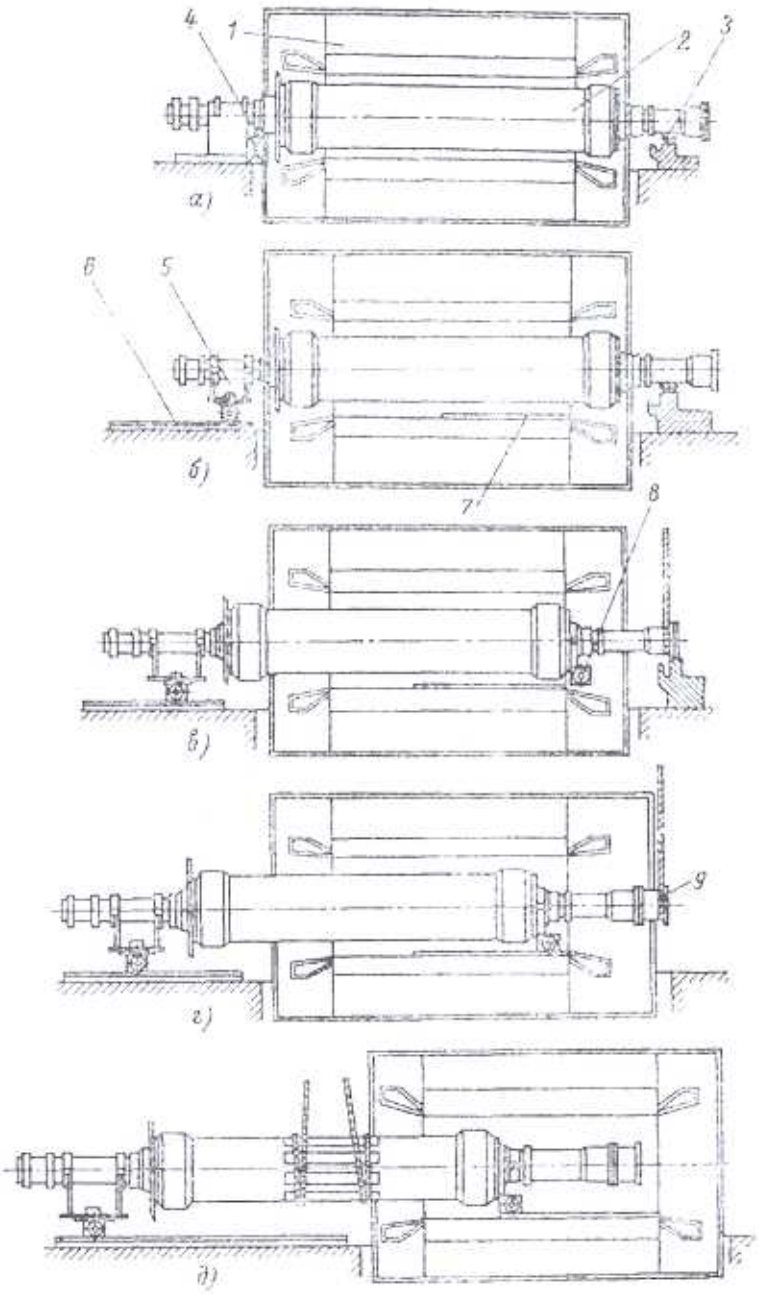


Рис. 3-16. Вывод ротора двумя тележками для турбогенераторов с вынесенными подшипниками [1]:

а – положение I; *б* – положение II; *в* – положение III; *г* – положение IV; *д*– положение V; *1* – статор; *2* – ротор; *3* – вкладыш подшипника; *4* – балка двутавровая № 50–70; *5* – тележка со стороны возбудителя; *6* – рельсовый путь; *7* – стальной лист; *8*– тележка со стороны турбины; *9* – удлинитель

- установить двутавровую балку со стороны возбудителя;
- приподнять ротор и установить его на балку с прокладками (положение I);
- выкатить нижнюю половину вкладыша со стороны возбудителя и убрать стул подшипника; замаркировать и убрать прокладки, находящиеся под стулом;
- приподнять ротор краном со стороны возбудителя, опрокинуть балку на бок, завести в воздушный зазор лист электрокартона, монтажный стальной лист;

- закрепить стальной лист от смещения в осевом направлении растяжкой (положение монтажного листа должно обеспечить достаточный вывод ротора из статора для его последующей строповки без нарушения равновесия);
- установить балку и опустить на нее ротор;
- установить рельсовый путь, проверить его горизонтальность по уровню и соосность с осью расточки статора;
- завести тележку и закрепить ее на роторе; между хомутами для крепления тележки и валом положить прокладки из электрокартона или паронита 1,5–3 мм; приподнять ротор краном, убрать балку и опустить ротор тележкой на рельсы (положение II);
- установить устройство для осевого перемещения ротора (таль, трос с блоками и пр.); при использовании тележки с электроприводом подсоединить кабель к электродвигателю тележки;
- установить тележку со стороны турбины; между хомутами и валом ротора проложить прокладки из электрокартона или паронита толщиной 1,5–3 мм;
- приподнять ротор краном со стороны турбины, выкатить нижнюю половину вкладыша;
- совместным действием крана и тали (электрифицированной тележки) вывести ротор для возможности установки его венцом полумуфты на расточку цилиндра турбины;
- опустить ротор венцом полумуфты на расточку цилиндра турбины (положение III);
- завести и установить удлинитель;
- приподнять ротор краном за удлинитель и вывести из расточки статора до соприкосновения тросов с торцом статора со стороны турбины;
- опустить ротор на стальной лист тележкой со стороны турбины (положение IV);
- осевым перемещением вывести ротор из расточки статора до выхода его центра тяжести за пределы корпуса статора на 500–700 мм;
- закрепить на бочке ротора рейки и транспортерную ленту;
- застропить ротор в зоне расположения центра тяжести, вывесить его строго горизонтально, вывести из расточки статора и транспортировать на ремонтную площадку (положение V).

Метод двух тележек для турбогенераторов со встроенными подшипниками (рис. 3-17):

- подготовить комплект приспособлений для вывода ротора и вспомогательные материалы (электрокартон толщиной 0,5 мм, рейки и пр.);
- установить домкраты с обеих сторон ротора;
- для контроля на валу ротора установить индикаторы часового типа;
- поднять ротор домкратами на 0,3–0,4 мм, контролируя индикаторами высоту подъема;
- выкатить нижние половины вкладышей и обойм подшипников (рис. 3-17, положение I);
- измерить осевое положение пружин масляных уплотнений;
- разобрать масляные уплотнения вала ротора;
- проверить биение упорных дисков ротора;
- снять верхние и нижние половины маслоуловителей и промвтулку;
- застопорить пружины подвески сердечника статора;
- снять верхние половины диффузора с передним уплотнением, промежуточного и внутреннего щита с обеих сторон;
- установить приспособление для подвешивания ротора (рис. 3-17, *б*) с обеих сторон;
- опустить ротор домкратами на приспособление для подвешивания ротора;
- удалить призонные болты, отсоединить нижние половины наружных щитов и опустить их на специальные ступеньки в фундаменте;
- отсоединить крепежные болты и снять нижние половины промежуточных щитов, полукольца уплотнения, нижние половины наружных обтекателей, внутренние обтекатели и внутренние щиты;
- отсоединить крепежные болты и снять лопатки осевого вентилятора;

- ввести в расточку статора лист электрокартона, стальной лист, закрепить стальной лист от смещения в осевом направлении;
- установить и смонтировать на специально предусмотренных местах опорно-направляющие плиты для тележки со стороны возбудителя;
- смонтировать тележки с обеих сторон ротора (положение II);
- опустить ротор на тележку со стороны возбудителя и снять приспособление для подвешивания ротора;

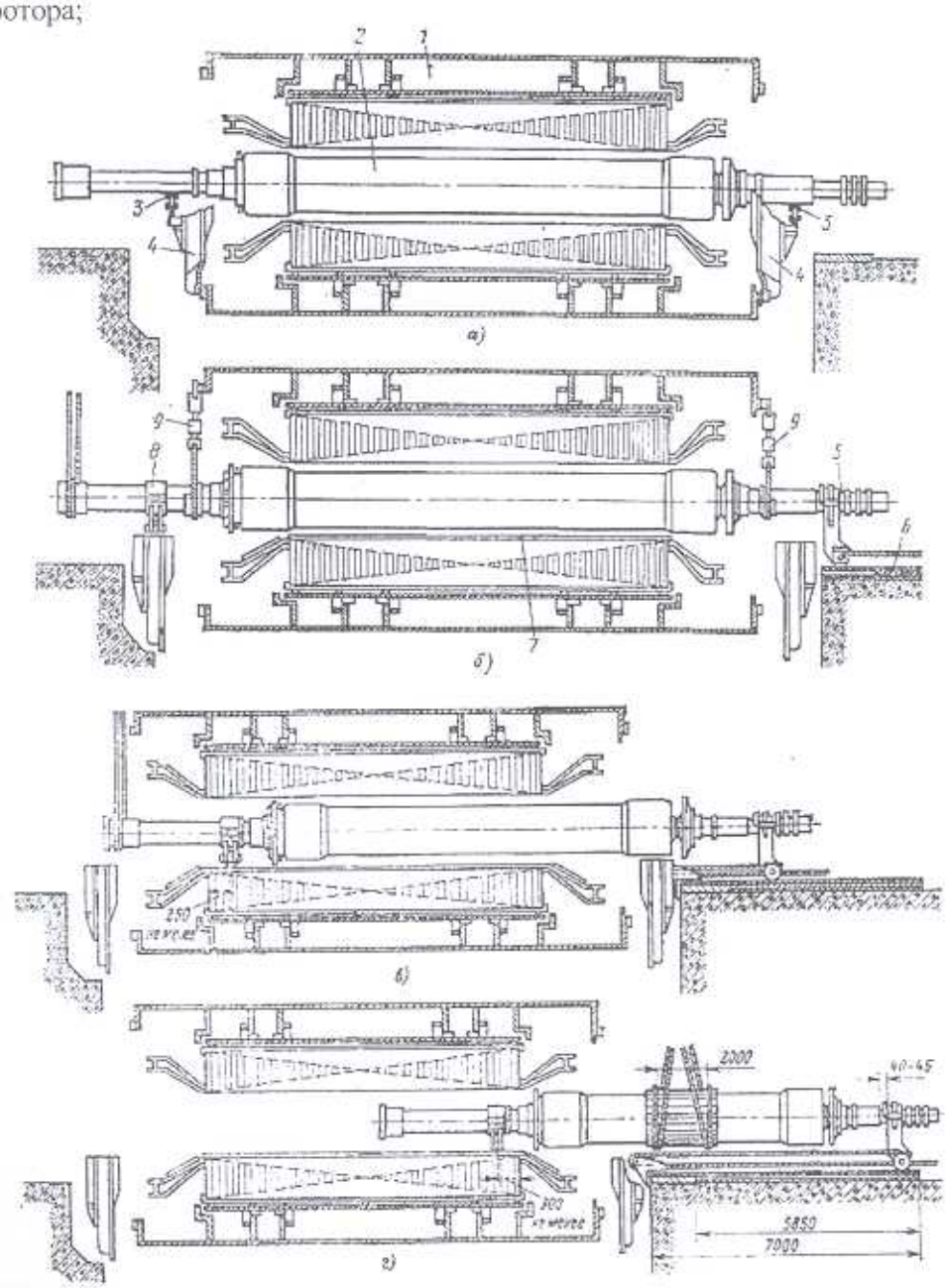


Рис. 3-17. Вывод ротора двумя тележками для турбогенераторов со встроенными подшипниками [1]:

а – положение I; *б* – положение II; *в* – положение III; *г* – положение IV; *1* – статор; *2* – ротор; *3* – клиновой домкрат; *4* – нижняя половина наружного щита; *5* – тележка со стороны возбудителя; *6* – опорно-направляющие плиты; *7* – стальной лист; *8* – тележка со стороны турбины; *9* – приспособление для подвески ротора

- смонтировать приспособление для осевого перемещения ротора;
- приподнять ротор краном со стороны турбины и снять приспособление для подвешивания ротора;

- совместным действием крана и приспособления для осевого перемещения ротора вывести ротор из расточки до соприкосновения стропов с торцом корпуса статора со стороны турбины;
- опустить ротор тележкой на стальной лист, при этом расстояние от торца активной стали до оси колеса тележки должно быть не менее 250 мм (положение III);
- осевым перемещением вывести ротор из расточки статора до выхода его центра тяжести за пределы корпуса статора на 500–700 мм;
- закрепить на бочке ротора рейки и транспортерную ленту;
- застропить ротор в зоне расположения центра тяжести, вывесить его строго горизонтально, вывести его из расточки статора и транспортировать на ремонтную площадку (положение IV).

Метод крана и удлинителя вала (рис. 3-18):

- подготовить комплект приспособлений для вывода ротора и вспомогательные материалы (паронит, медные или алюминиевые прокладки толщиной 8–12 мм, деревянные бруски и пр.);

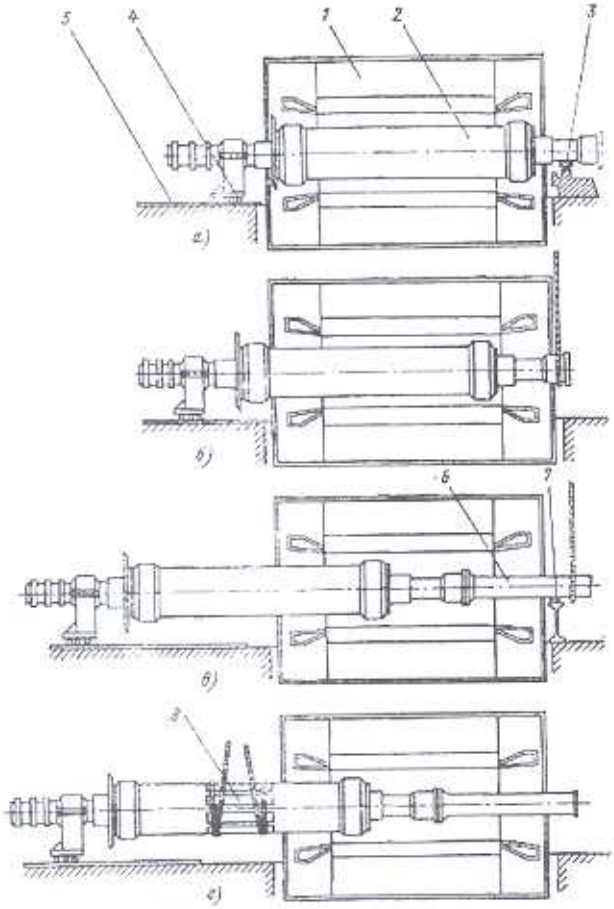


Рис. 3-18. Выемка ротора турбогенератора краном и удлинителем вала [1]:
а – положение I; *б* – положение II; *в* – положение III; *г* – положение IV:
1 – статор; *2* – ротор; *3* – вкладыш подшипника; *4* – тележка со стороны возбудителя: *5* – стальные полосы; *6* – удлинитель: *7* – балка двутавровая № 50–70; *8* – деревянные рейки

- снять верхние крышки подшипников и верхние половины вкладышей;
- снять лабиринтовые уплотнения с подшипника со стороны возбудителя;
- со стороны возбудителя проложить прокладку из паронита или электрокартона на шейку вала и снова собрать подшипник, зажав в нем шейку ротора;
- приподнять ротор краном, убрать прокладки из-под подшипника и установить вместо них две стальные полосы толщиной 5–8 мм и шириной 200–300 мм, смазав полосы предварительно техническим вазелином (рекомендуется установка катков из стального прутка диаметром 6–8 мм – положение I);
- приподнять ротор краном со стороны турбины и выкатить нижнюю половину вкладыша;
- установить приспособление для осевого перемещения ротора со стороны возбудителя (таль или трос с блоком и пр.);
- совместным действием крана и тали вывести ротор из статора до соприкосновения стропов с торцом статора со стороны турбины (положение II);
- опустить ротор венцом полумуфты на вымостку в цилиндре турбины;
- установить удлинитель и балку со стороны турбины;
- застропить ротор за удлинитель и вывести из расточки до выхода центра тяжести за пределы корпуса статора на 500–700 мм;
- опустить ротор удлинителем на балку (положение III);

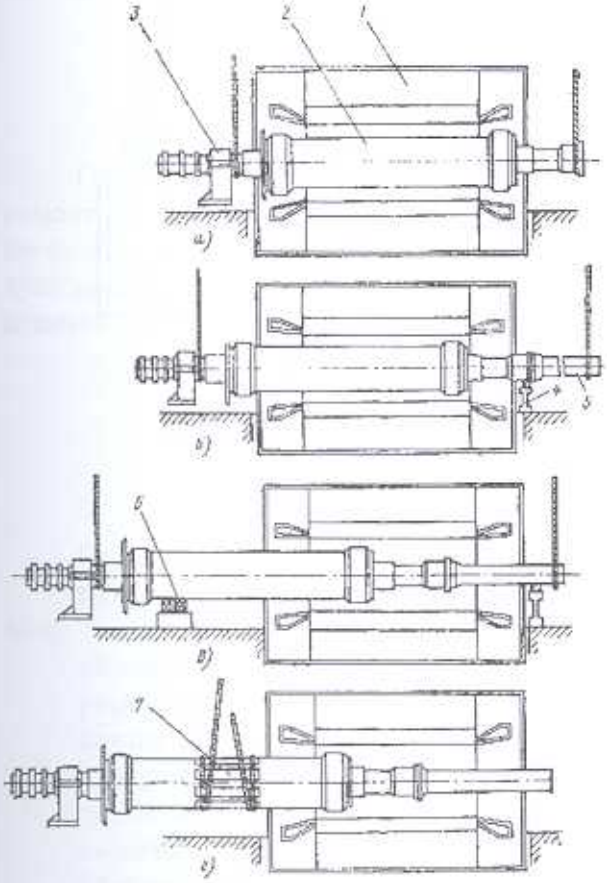


Рис. 3-19. Выемка ротора турбогенератора двумя кранами [1]:
а – положение I; *б* – положение II; *в* – положение III; *г* – положение IV; *1* – статор; *2* – ротор; *3* – подшипник со стороны возбудителя; *4* – балка двутавровая № 50–70; *5* – удлинитель; *6* – шпальная выкладка; *7* – деревянные рейки

- установить деревянные рейки, транспортерную ленту, застропить ротор за бочку и вывесить строго горизонтально;
- вывести ротор из расточки статора и транспортировать на ремонтную площадку (положение IV).

Метод двух кранов (рис. 3-19):

- подготовить комплект приспособлений для вывода ротора и вспомогательные материалы;
- снять верхние половины подшипников, вкладышей и маслоуловители;
- со стороны возбудителя проложить прокладку из паронита или электрокартона на вал и собрать подшипник так, чтобы ротор был зажат в подшипнике;
- застропить ротор одним краном со стороны возбудителя,а вторым – со стороны турбины за полумуфту;
- выкатить нижние половины вкладышей (положение I);
- совместным перемещением двух кранов вывести ротор из расточки до соприкосновения тросов с торцом корпуса статора со стороны турбины;
- опустить ротор со стороны турбины на балку или в приспособление для подвески;
- установить удлинитель;
- застропить ротор со стороны турбины за удлинитель (положение II);
- вывести ротор до выхода центра тяжести из расточки статора;
- опустить конец ротора со стороны возбудителя на подшипник или шпальную выкладку под бочку, а конец удлинителя со стороны турбины на балку или приспособление для подвески (положение III);
- установить деревянные рейки, транспортерную ленту и застропить ротор за бочку;
- вывесить ротор строго горизонтально, вывести его из расточки статора и транспортировать на ремонтную площадку (положение IV).

Для дальнейшего перемещения ротора по машинному залу до места временного хранения во всех случаях должны быть предусмотрены меры против выскальзывания ротора из стропов в осевом направлении при возможной раскачке. Поэтому запрещается стропить ротор «в люльку» без оборачивания стропов вокруг вала. Транспортный коридор для переноски ротора должен быть указан лицом, ответственным по электростанции за перемещение грузов кранами.

Ротор в статор вводится в обратной последовательности.

В целях обеспечения безопасного перемещения всех составных частей генератора кранами следует на ремонтной площадке установить стенд со схемами их строповки.

Далее на рис. 3-20–3-24 показаны схемы строповки для ряда составных частей генератора.

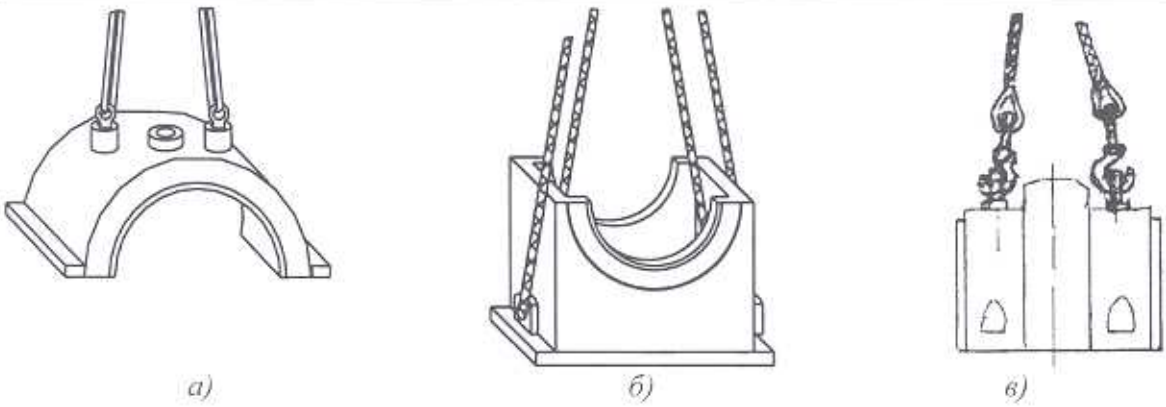


Рис. 3-20. Строповка деталей подшипника:
а – крышки, *б* – стояка, *в* – полувкладыша

Рис. 3-21. Строповка вентилятора

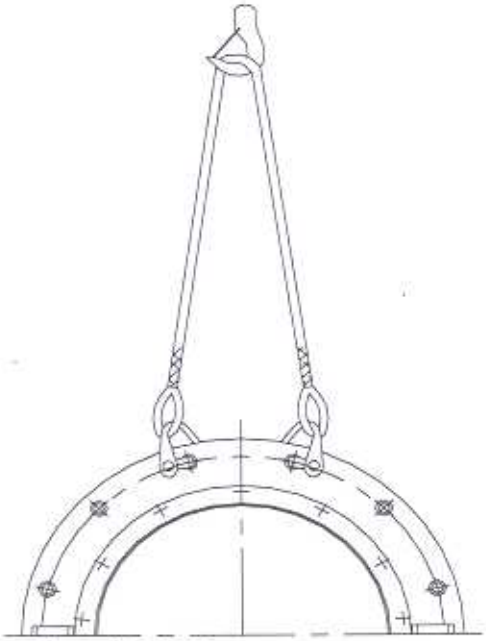


Рис. 3-22. Строповка корпуса уплотнения

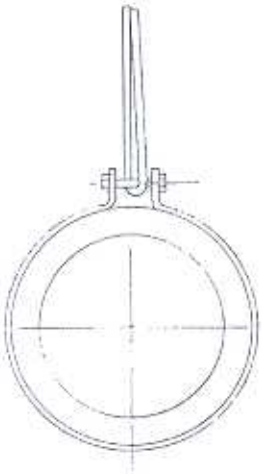


Рис. 3-23. Строповка бандажного кольца

Рис. 3-24. Строповка центрирующего кольца

Раздел четвертый

РЕМОНТ СТАТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

При ремонте статора следует руководствоваться конструкторско-технологической ремонтной документацией (разд. 15) или (и) документацией и указаниями завода-изготовителя для данного типа генератора. Поэтому предлагаемые далее технологии следует рассматривать как рекомендуемые, основанные на опыте работы ремонтных предприятий и завода-изготовителя.

4.1. Разборка обмотки статора турбогенераторов серий Т, Т2, ТВ, ТГВ, ТВВ

Основные операции по разборке обмотки статора:

разизолировка мест соединений стержней (головок), выводных и соединительных шин;

распайка схемы соединений обмотки;

расклиновка пазов;

снятие защитного стеклотекстолитового экрана со стороны контактных колец (для турбогенераторов типа ТГВ-300);

демонтаж соединительных и выводных шин;

выемка стержней обмотки статора.

Общие требования к разборке обмотки статора. При частичной замене обмотки перед разборкой следует произвести электрические испытания изоляции обмотки согласно разд. 14 для выявления полного объема работ; после выемки поврежденных стержней – произвести аналогичные испытания оставшейся части обмотки.

Перед началом разборки необходимо:

сверить чертеж обмотки с фактическим ее исполнением, сфотографировать или зарисовать места повреждений обмотки;

подготовить необходимые приспособления, технологическое оборудование и инструмент, материалы и запасные части;

надежно заглушить все отверстия в нижней части корпуса временными заглушками, предохраняющими трубы газовой системы от загрязнения и засорения, сделав запись в журнале ремонта о количестве заглушек и местах их установки;

при работах в статоре положить в расточку резиновый коврик (транспортерную ленту), закрывая им также по мере выемки стержней лобовые части.

Внимание! *Вносить в расточку статора металлические детали (гайки, болты, ножи и т. п.) и класть инструмент и приспособления непосредственно на активную сталь или обмотку запрещается. Персонал, занятый на ремонте статора, должен иметь чистую спецодежду, по возможности без металлической фурнитуры, и мягкую обувь без гвоздей, подковок и металлических наконечников на шнурках.*

Разизолировка и распайка мест соединений, демонтаж шин выполняется в следующей последовательности:

разизолировать головки стержней, избегая, по возможности, повреждения миканитовых покрышек (турбогенераторы серий Т, ТВ, ТВВ), пластмассовых коробочек (ТВВ) и резиновых колпаков (ТГВ-200 и ТГВ-300) в целях повторного их использования;

замазку на головках осторожно удалить;

осмотреть места соединений соединительных шин с концевыми выводами; разизолировать эти места (только при необходимости съема шин и демонтажа концевых выводов);

перед распайкой головок стержней турбогенераторов серии ТГВ между их элементарными проводниками и трубками вставить стальные прокладки толщиной 0,5 мм во избежание ожога изоляции на трубках;

перед распайкой головок стержней турбогенераторов серии ТВВ снять шланги и водосоединительные трубки, по мере их снятия устанавливая на стержнях защитные заглушки и обвязывая хлопчатобумажной тканью ниппеля водосоединительных трубок и шлангов во избежание их механических повреждений;

лобовые части стержней в местах распайки закрыть мокрым асбестом;

произвести распайку соединений стержней головок турбогенераторов серии ТГВ автогенной горелкой № 3, отгибая в процессе распайки элементарные проводники; головки стержней остальных типов генераторов распаять автогенной горелкой № 6 или угольными электродами, устраняя излишки припоя;

ослабить и частично снять детали крепления соединительных и выводных шин, обеспечивая возможность перемещения шин вдоль оси турбогенератора для рассоединения концов стержней с шинами при их распайке;

демонтировать соединительные и выводные шины с деталями крепления;

обеспечить сохранение неповрежденных деталей крепления;

снятые соединительные и выводные шины, а также детали их крепления маркировать (цифрами, буквами), записывая и журнал ремонта порядок их съема и маркировку.

Расклиновка пазов и выемка стержней. Расклиновка пазов статора производится молотком через текстолитовые выколотки с использованием тупого зубила для предварительной раздвижки клиньев. Неповрежденные клинья и подклиновые прокладки, а также подводка теплоконтроля сохраняются для повторного использования. Отпайка термометров сопротивления производится по мере расклиновки пазов. При расклиновке принимаются меры по предохранению активной стали от повреждений.

Перед выемкой стержней пазы статора маркируются с сохранением их нумерации по заводским чертежам обмотки; особо отмечаются пазы под укладку термометров сопротивления и выводных стержней. Цифры наносятся светлой краской на зубцы со стороны возбудителя. Первый паз отмечается кернением нажимных пальцев по обе стороны паза как со стороны турбины, так и со стороны возбудителя. Стержни маркируются в соответствии с номером паза.

Срезаются бандажи на выходе стержней из паза и в лобовых частях, при этом принимаются меры, чтобы не допустить повреждения изоляции стержней. Крепления лобовых частей разбираются с маркировкой деталей. Неповрежденные детали сохраняются.

Для выемки стержня под извлекаемый стержень заводятся веревочные петли в месте выхода его из паза и под лобовую часть вблизи головки с обеих сторон статора. Стержень вынимается с помощью продетых в веревочные петли деревянных рычагов, которыми надо действовать одновременно. По мере выхода стержня из паза петли с рычагами перемещаются вдоль паза к центру сердечника, при этом под стержень подкладываются деревянные клинья во избежание его излома. При затруднениях в процессе выемки используются стальные ломики (раздел 12, рис. 12-90) или деревянные клинья, забиваемые пневмомолотками с торцов с обеих сторон паза. Выемка верхних стержней должна проводиться осторожно при постоянном контроле исполнителя, чтобы не повредить нижние стержни.

В верхней части статора в процессе выемки верхних стержней нижние стержни закрепляются временными технологическими клиньями (раздел12, рис. 12-84). После удаления верхнего ряда стержней должны быть измерены размеры, определяющие положение и толщину междурядных прокладок, и размеры, определяющие положение стержней нижнего ряда. Результаты измерений сверяются с заводским чертежом и заносятся в журнал ремонта. Стержни нижнего ряда вынимаются по аналогичной технологии. Необходима осторожность, чтобы не повредить активную сталь на дне паза.

4.2. Ремонт активной стали

Виды повреждений. Рассмотрены следующие виды повреждений активной стали: ослабление прессовки активной стали; повышенный нагрев отдельных зубцов сердечника; оплавление отдельных участков активной стали; скол и выкрашивание сегментов в торцевой зоне; смещение, поломка и выпадение дистанционных распорок.

Давление прессовки активной стали должно обеспечивать силу трения между отдельными листами, исключающую возможность их взаимного перемещения из-за изгибных колебаний сердечника и фреттинг-коррозии. Ослабление прессовки активной стали при работе машины вызывает появление специфического шума, а сильное ослабление может вызвать и вибрацию корпуса статора. Локальные ослабления прессовки в торцевой зоне приводят к распушению листов коронок зубцов крайних пакетов.

Причинами ослабления прессовки активной стали являются самоотвинчивание гаек крепления стяжных ребер (призм) к нажимной плите, усадка и разрушение лаковых покрытий сегментов, истирание и коррозионный износ отдельных сегментов, остаточная деформация нажимных пальцев, излом и выпадение вентиляционных распорок, попадание посторонних предметов в расточку сердечника. В ряде случаев ослабление является следствием недостаточной прессовки активной стали заводом-изготовителем. Имели место случаи перекоса запеченных пакетов при их установке в сердечник.

Распушение зубцов в торцевой зоне сопровождается вибрацией листов активной стали под действием аксиальных знакопеременных электромагнитных сил, воздействующих на торцевую зону зубцов сердечника. Возникают усталостные трещины листов с последующим их изломом и выкрашиванием, что весьма опасно: имели место случаи, когда фрагменты листов прорезали корпусную изоляцию стержней обмотки статора и приводили к пробою изоляции. Очень быстро – менее, чем за год – повреждения ослабленных зубцов наступают при работе ТГ с коэффициентом мощности, близким к единице и особенно в режиме потребления реактивной мощности, когда резко возрастают аксиальные электромагнитные силы в торцевых зонах.

Ослабление плотности прессовки торцевых зон сердечников приводит к относительному перемещению листов активной стали друг относительно друга, истиранию межлистовой изоляции, коррозионному износу сегментов, чему способствуют повышенная вибрация сердечника и попадание масла между сегментами. В результате фреттинг-коррозии, которой подвержены поверхности сжатых взаимно перемещающихся стальных листов и деталей, на зубцах появляется полупроводящая красно-коричневая пыль (коррозионный износ). Смесь этой пыли и продуктов износа лака с маслом под воздействием нагрева и вибрации превращается в темную дегтеобразную массу со слабомагнитными свойствами. В результате разрушения изоляции листов возникают их местные замыкания и повышенный нагрев пакетов активной стали.

Снижение давления прессовки в сердечнике, начавшись в торцевых зонах зубцов, при неблагоприятных условиях может распространиться на другие зоны сердечника. Об этом свидетельствует нарастание налета красно-коричневой пыли в расточке и на спинке сердечника. Весьма опасным развитием этого процесса является увеличение нагретой дефектной зоны в сердечнике и переход к лавинообразному росту нагрева отдельных очагов вплоть до выплавления стали – так называемого «пожара железа» с повреждением корпусной изоляции стержней обмотки.

Плотность прессовки пакетов сердечника статора проверяется визуально и специальным ножом (рис. 4-1). Осмотром выявляются видимые дефекты: наличие красно-коричневой пыли, деформация нажимных пальцев, распушение и излом листов пакетов, смещение, поломка и выпадение дистанционных распорок между пакетами активной стали, ослабление затяжки гаек стяжных ребер (призм). Особое внимание следует обращать на крайние пакеты (три-четыре пакета, в том числе запеченные). При проверке плотности

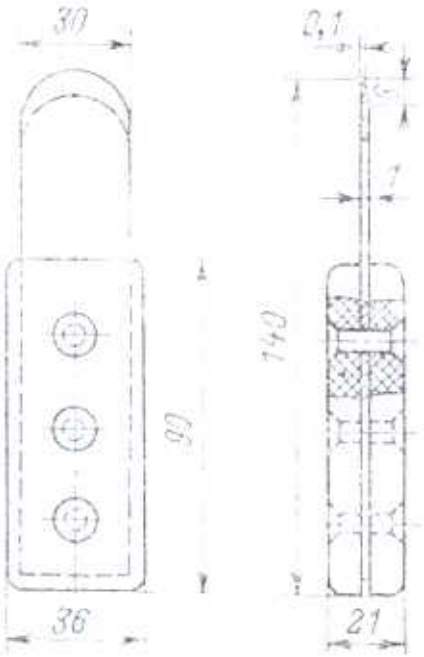


Рис. 4-1. Нож для проверки плотности активной стали [1]

прессовки специальным ножом его лезвие при нажатии на рукоятку не должно входить между сегментами активной стали со стороны спинки и расточки более, чем на 4 мм.

Повышенные нагревы отдельных зубцов сердечника возникают при наличии заусениц, затяжек, забоин, вмятин, при коррозионном износе и разрушении межлистовой изоляции (лакового покрытия) в результате ослабления прессовки. Повышенный нагрев выявляется при визуальном осмотре по цветам побежалости, обугливанию лака, локальным оплавлениям на поверхности расточки и спинки статора и в местах контакта нажимной плиты и нажимных пальцев с активной сталью. Значительные местные оплавления отдельных участков активной стали могут возникать в результате попадания посторонних металлических предметов в расточку статора, а также под действием электрической дуги при пробое и повреждении обмотки статора. Методика оценки технического состояния сердечника статора изложена в п. 4.12.

Методы ремонта активной стали.

Все работы по ремонту активной стали (сердечника) статора производятся при вынутом роторе. В зоне ремонта удаляются пазовые клинья; при необходимости вынимаются стержни статорной обмотки.

Ликвидация ослабления прессовки активной стали подтяжкой гаек. Ослабление прессовки концевых пакетов сердечника из-за ослабления затяжки гаек крепления нажимной плиты устраняют подтяжкой указанных гаек (прежде всего с той стороны, где обнаружено ослабление прессовки). Гайки подтягивают, создавая крутящий момент около 800–1000 Н·м для турбогенераторов серий Т, ТВ, ТВВ и 1700 Н·м для турбогенераторов серии ТГВ.

Подтяжке должен предшествовать ремонт активной стали с уплотнением зубцов. В противном случае будет подпрессована спинка сердечника, а зубцовая зона будет продолжать разрушаться. Надо также убедиться в отсутствии повышенных нагревов зубцов.

Перед подпрессовкой активной стали выясняют, какова величина аксиального зазора между нажимной плитой и элементами корпуса статора, т.е. на какое расстояние можно сместить при обтяжке нажимную плиту, не допуская закрытия указанного зазора.

Начинают подтяжку с четырех стяжных гаек, расположенных относительно друг друга под углом 90°. Расстопорив гайки, обтягивают их последовательно, в несколько обходов до упора. После этого все гайки стопорят приваркой к ребрам по резьбе или к нажимной плите (для турбогенераторов серии ТВВ). Для турбогенераторов серии ТГВ после обтяжки гаек стяжных призм отгибают края стопорных шайб. Если ослабление прессовки концевых пакетов не ликвидируется при подтяжке гаек с одной стороны сердечника, необходима подтяжка гаек и на другой стороне. Весьма эффективна подпрессовка торцовых зон сердечника путем установки вместо гаек пакетов тарельчатых пружин (силовых аккумуляторов) [5, 6, 16].

Ликвидация местных ослаблений зубцов в концевой зоне. Перед подтяжкой гаек и подпрессовкой в ослабленные зубцы устанавливают клинья-заполнители (рис. 4-2, 4-3), удалив предварительно пазовые клинья в концевых зонах и из зон ослабленных (распушенных) пакетов. Клинья-заполнители (рис. 4-4) изготавливают из стеклотекстолита СТЭФ-1, Высота клина зависит от высоты зубца и обычно принимается равной 60–100 мм.

Количество клиньев подбирают в зависимости от размера зоны ослабленной прессовки пакетов сердечника. Если крайний пакет сердечника выполнен со шлицом, клин также разделяют на две части, поскольку в полузубцах может быть разная степень распушения. Зазор между зубцом и нажимным пальцем крайнего пакета заполняют стальным немагнитным клином (рис. 4-5)

Поверхности прилегания сегментов и стеклотекстолитовых клиньев-заполнителей обезжиривают бензином Б-70 и подсушивают на воздухе, затем промазывают эпоксидным лаком ЭЛ-4 и выдерживают на воздухе около 15 мин для испарения ацетона, входящего в состав лака.

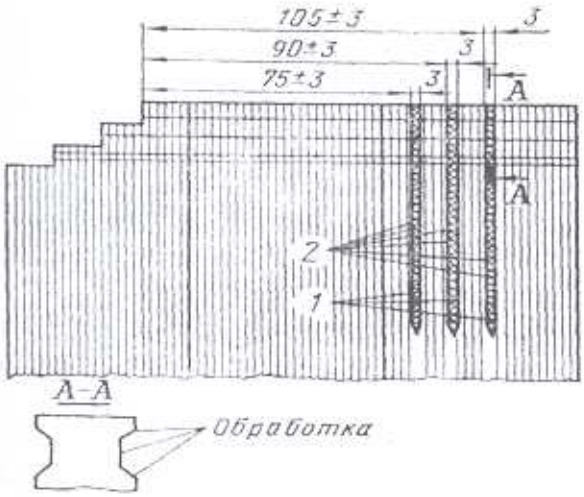


Рис. 4-2. Уплотнение концевой зоны сердечника турбогенератора с аксиальной системой вентиляции [1]:
1 – клин-заполнитель; *2* – лак ЭЛ-4

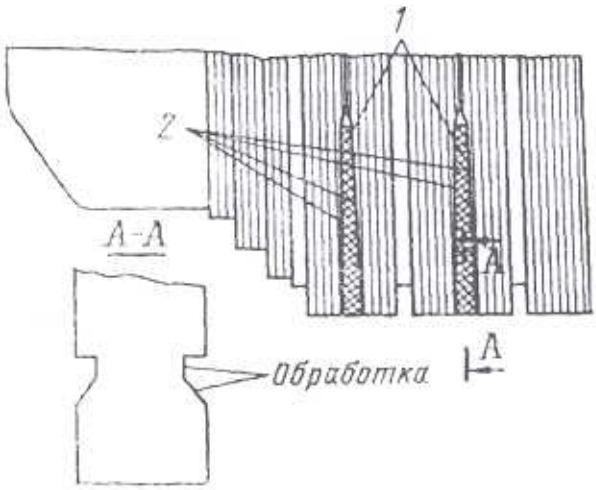


Рис. 4-3. Уплотнение концевой зоны сердечника турбогенератора с радиальной системой вентиляции [1]:
1 – клин-заполнитель; *2* – лак ЭЛ-4

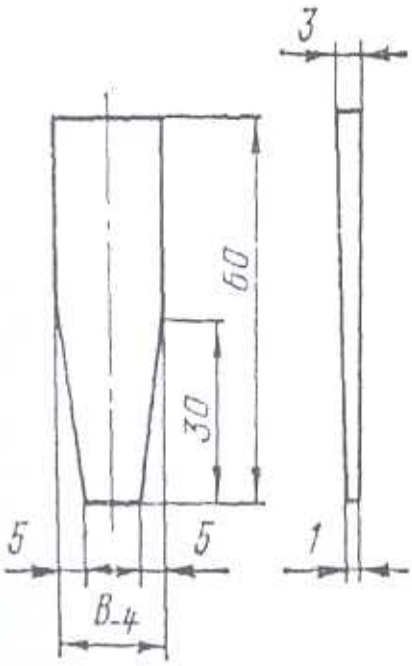


Рис. 4-4. Клин-заполнитель из стеклотекстолита [1]:
B – ширина зубца

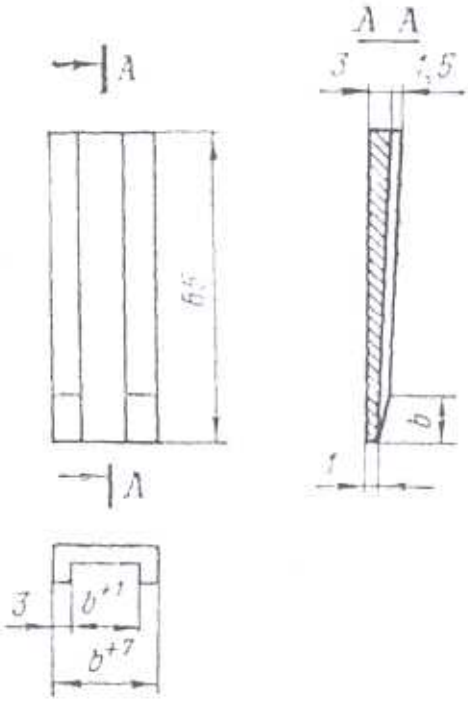


Рис. 4-5. Клин стальной немагнитный [1]:
b – толщина нажимного пальца или распорки

Затем клин-заполнитель забивают между сегментами и выдерживают в покое до полной полимеризации лака (около 10–12 ч при температуре 20–25°С). Если имеет место нарушение лакового покрытия отдельных сегментов на небольшой глубине в зоне установки клиньев-заполнителей, необходимо до установки этих клиньев проложить между сегментами тонкие слюдяные пластины на глубину 30–35 мм, промазав их эпоксидным лаком ЭЛ-4. Клин-заполнитель опиливают заподлицо с профилем зубца в месте установки пазового клина, приняв меры против опиловки и повреждения прилегающих сегментов.

Стальной немагнитный клин приваривают (рис. 4-6) к нажимному пальцу электродом ЗАТ (ГОСТ 2523-51). Если крайний пакет спрессован двумя нажимными пальцами, клин ставят под каждый палец отдельно. Допускается установка клина из немагнитной стали в вентиляционный канал между зубцом и вентиляционной распоркой с последующей приваркой клина к распорке (тонким электродом во избежание расплавления). Клин устанавливается с помощью встречных технологических клиньев со стороны сегмента зубца, к которому распорка не закреплена сваркой.

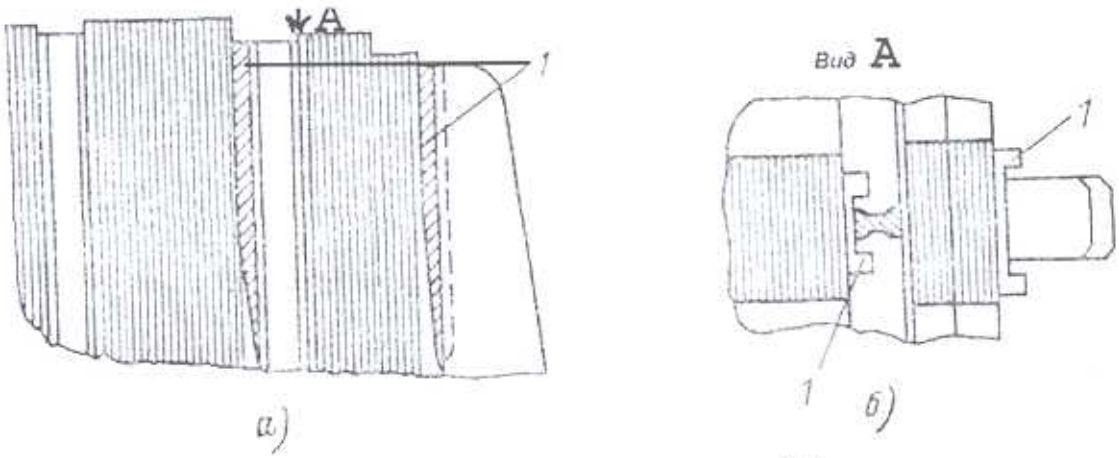


Рис. 4-6. Установка стального клина [1]:
а) – продольный разрез; *б)* – вид А; *1* – клин стальной немагнитный

Ликвидация повышенных нагревов зубцов сердечника. При небольших повреждениях лаковой пленки сегментов необходимо выбить распорку вентиляционного канала и распушить зубец. Сегменты промазывают на доступную глубину эпоксидным лаком ЭЛ-4 и устанавливают между ними тонкие листы щипаной слюды, предварительно смазанные тем же лаком. На место удаленной распорки забивают на эпоксидном лаке стеклотекстолитовый клин, плотно расклинивая соседние пакеты. Во избежание сдвига или выпадения клина край листа загибается на клин.

При значительных повреждениях лаковой изоляции зубец статора просверливают насквозь на границе повреждения лаковой пленки. Рекомендуется использовать ручную пневматическую сверлильную машинку типа ИП-1020 со сверлом из стали Р18. Поврежденные лепестки активной стали отгибают и обламывают.

Дно выборки обрабатывают мелкозернистым абразивным кругом диаметром 38 мм, придавая ему прямоугольную форму. В качестве привода используют шлифовальную машинку типа ИП 2009А. Шлифовку производят вдоль листов активной стали, систематически очищая место работы пылесосом.

Механически обработанную поверхность травят 70%-ной азотной кислотой. Участки активной стали, находящиеся в непосредственной близости к месту травления, обезжиривают бензином Б-70 или уайт-спиритом (нефрас) и покрывают замазкой (мел на эмали ГФ-92ХС) или аналогичной эмалью, защищающей от случайного попадания кислоты. Для контроля температуры в зоне повреждения устанавливают термометры или термопары. Перед травлением подготовленный участок активной стали статора нагревается до температуры 75–105°С (при индукции до 1,0 Т), после чего подогрев отключается. Участок

травления обрабатывается ватным тампоном на деревянной палочке, смоченным в азотной кислоте (растекание кислоты за пределы обрабатываемого участка не допускается). Большие площади обрабатываются кислотой последовательно небольшими участками. Длительность одной обработки составляет 1–2 мин. После каждой обработки участок протирают тампоном или салфетками, смоченными теплой дистиллированной водой, для удаления образующихся солей азотнокислого железа. Указанная обработка повторяется 5–6 раз.

Обрабатываемый участок осматривают через лупу с четырехкратным увеличением. Изоляционная лаковая пленка между сегментами железа должна иметь вид сплошных темных линий. Если лаковая пленка имеет вид прерывистых линий, то травление, промывка и осмотр участка повторяются. При снижении температуры обрабатываемого участка ниже 55°С травление прекращают в связи с замедлением реакции. Повторяют нагрев сердечника и продолжают травление, промывку и осмотр. Повторные нагревы сердечника используют для контроля температуры обработанных ранее участков для определения качества травления. После окончания травления остатки кислоты на обработанных участках нейтрализуют четырех-пятикратной обработкой протравленных мест ватными тампонами или салфетками, смоченными 10% раствором кальцинированной соды, и промывают теплой (40–60°С) дистиллированной водой. Протравленные участки насухо протирают салфетками и тщательно промывают спиртом. Ранее наложенная замазка удаляется, и зона травления повторно промывается спиртом.

Если участок травления невелик или нагрев сердечника по каким-либо причинам осуществить невозможно, то травление производят смесью азотной и соляной кислот, «царской водкой» (HNO3 – 1 объем, HCL – 3 объема) при температуре активной стали, равной температуре окружающей среды, как изложено выше.

Активную сталь статора испытывают на потери и нагрев (раздел 14), особо контролируя нагрев обработанных участков. При удовлетворительных результатах испытаний исправленные участки покрывают лаком БТ-99.

Из стеклотекстолита СТЭФ-1 (ГОСТ 12652-67) изготавливают вставку-заполнитель, имитирующую по форме и размерам фрагмент, удаленный из зубца. На рис. 4-7, 4-8 и 4-9 показаны образцы вставок для статоров турбогенераторов типов ТГВ-300, ТГВ-200 и ТГВ-200М.

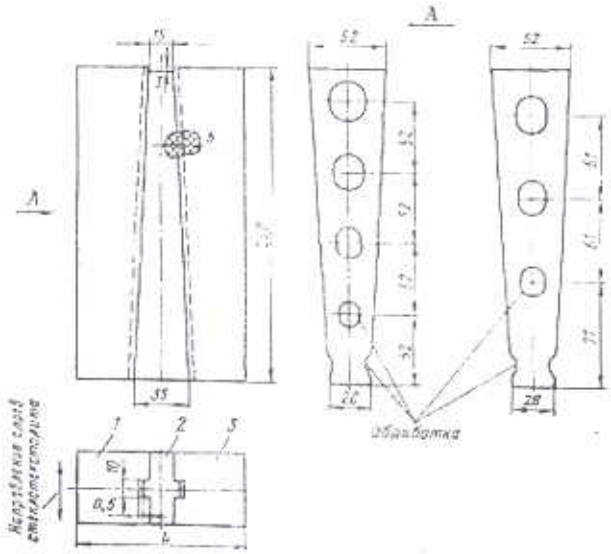


Рис. 4-7. Стеклотекстолитовая вставка-заполнитель для статора ТГВ-300 [1]:
1, 2, 3 – обозначение клиньев вставки-заполнителя; *L* – расстояние между радиальными вентиляционными каналами сердечника статора, уточняющееся по месту

Заполняемые места сердечника и поверхность вставки-заполнителя обезжиривают бензином Б-70 или уайт-спиритом, высушивают, промазывают лаком ЭЛ-4 и выдержива-

ют на воздухе около 15 мин. Затем вставка плотно устанавливается на место и выдерживается в покое до полной полимеризации лака около 10–12 ч (при температуре 20–25°С). Плотность зубцовой зоны сердечника проверяют с обеих сторон вставки-заполнителя. При необходимости дополнительного уплотнения одновременно в зубцы пакетов, примыкающие к вставке-заполнителю, устанавливают клинья-заполнители, как показано выше (рис. 4-4). Отсутствие перекрытий вентиляционных каналов проверяют просмотром на свет и продувкой сжатым воздухом.

Сердечник испытывают на потери и нагрев при 1,0 или 1,4 Т в зависимости от типа турбогенератора.

Вставки-заполнители большой длины укрепляют специально изготовленными удлиненными пазовыми клиньями. Указанными клиньями при заклиновке обмотки перекрывают вставку-заполнитель, опирая их концы на неповрежденные участки сердечника на длине 35–40 мм с каждой стороны.

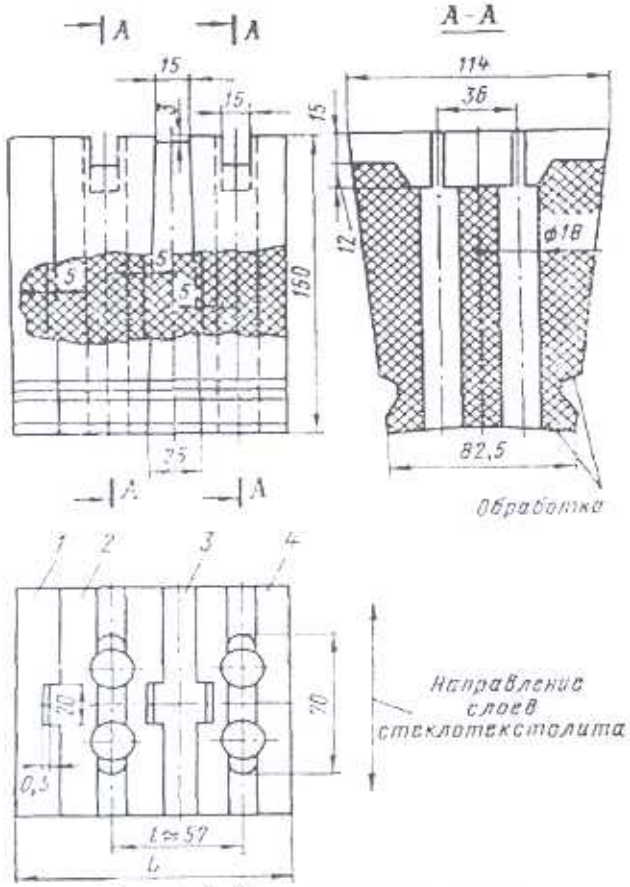


Рис. 4-8. Стеклотекстолитовая вставка-заполнитель для статора ТГВ-200 [1]:

1, 2, 3, 4 – клинья вставки-заполнителя; *L* – расстояние между радиальными вентиляционными каналами сердечника статора, уточняющееся по месту

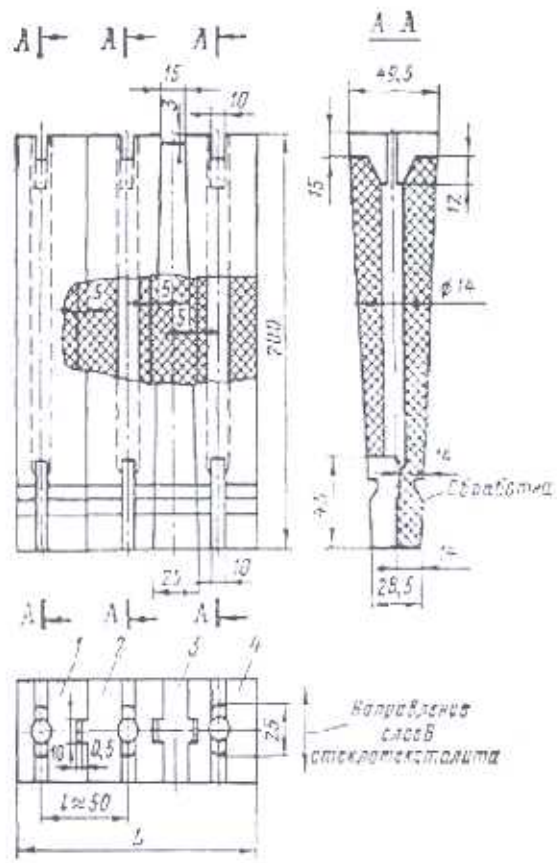


Рис. 4-9. Стеклотекстолитовая вставка-заполнитель для статора ТГВ-200М (пример) [1]:

1, 2, 3, 4 – обозначение клиньев вставки-заполнителя; *L* – расстояние между радиальными вентиляционными каналами сердечника статора, уточняющееся по месту

Обычные пазовые клинья, прилегающие с обеих сторон к специальному пазовому клину, устанавливают на клее № 88. В концевых зонах сердечника пазовый клин, также устанавливаемый на клее № 88, должен перекрывать вставку-заполнитель и заходить на неповрежденную часть сердечника не менее, чем на один пакет (около 50 мм). Для всех турбогенераторов максимальная длина вставки-заполнителя не должна превышать длины трех пакетов сердечника, а высота – 1,5 высоты стержня.

Материал специального пазового клина и вставки-заполнителя – стеклотекстолит СТЭФ-1 ГОСТ 12652-74.

Ремонт зубцовой зоны с поврежденными сегментами. Участки сегментов с трещинами в зубцовой зоне подлежат удалению обламыванием или вырубкой с последующей зачисткой образующихся острых кромок и углов. Изоляцию всех сегментов восстанавливают прокладкой слюды и промазкой эпоксидным лаком на доступную глубину. Зубцы уплотняют с помощью указанных выше клиньев (рис. 4-4). Пустоты от обломанных сегментов заполняют замазкой на эпоксидном лаке ЭЛ-4 с добавлением маршаллита ГОСТ 2138-91 (до 70%).

Ремонт оплавленных участков активной стали и забоин. Местные оплавления активной стали вырубают или обрабатывают торцевыми фрезами диаметром 20–32 мм с последующей зачисткой мелкозернистыми кругами с помощью шлифовальных машин. Местные поверхностные замыкания (затяжки) сегментов в зоне обработки устраняют травлением азотной кислотой с последующей нейтрализацией аналогично указанному выше. Изготовление и установка вставок-заполнителей производятся, как указано выше. Проводятся также испытания сердечника для определения потерь и нагрева (раздел14).

Замена крайних пакетов сердечника. Эффективным способом устранения значительного ослабления прессовки и повреждений торцевых зон является замена крайних пакетов активной стали на новые запеченные пакеты. При этом новые пакеты имеют более совершенную конфигурацию, образующую магнитный шунт (рис. 2-6, раздел 2). Эта модернизация выполняется заводом «Электросила» только при замене статорной обмотки. Имеется опыт внедрения ее на ряде турбогенераторов ТВВ-320-2, ТЗВ-800-2 и ТВВ-1000-2.

4.3. Ремонт повреждений изоляции стержней обмотки статора

Ремонт изоляции стержней требуется для устранения следующих видов повреждений:

повреждения покровной изоляции в пазовой и лобовой частях;

повреждения полупроводящего покрытия;

нарушения маслостойкого покрытия стержней;

повреждения корпусной изоляции в лобовой части;

повреждения корпусной изоляции в пазовой части с заменой поврежденных стержней запасными.

Восстановление изоляции без выемки стержней.

Восстановление покровной изоляции лобовой части стержней. Без выемки стержней поврежденная покровная изоляция может быть восстановлена только на верхних стержнях.

В месте повреждения лобовой части снимают бандаж и дистанционные колодки. Поврежденную стеклоленту удаляют и обрезают на узкой верхней грани стержня. Участок со снятой стеклолентой протирают чистой салфеткой, смоченной в спирто-бензиновой смеси, после просушки наносят лак БТ-99. Одновременно подготавливают отрезок стеклоленты необходимой длины. Пропитывают его лаком БТ-99 и просушивают в течение 30 мин. Подготовленный отрезок стеклоленты накладывают на ремонтируемый участок в полуперекрой. В местах примыкания к имеющейся на стержне ленте новая должна быть подложена под последнюю, а концы старой и новой лент сшивают ниткой на узкой верхней грани стержня.

Отремонтированный участок лобовой части покрывают лаком БТ-99 и просушивают при температуре 20–25°С в течение 24 ч с последующим нанесением эмали ГФ-92ХС ГОСТ 9151-75. Затем устанавливают дистанционные распорки, бандажируют их к лобовой части и вторично покрывают лобовые части эмалью ГФ-92-ХС.

Восстановление покровной изоляции стержней на выходе из паза. Покровная изоляция стержней на выходе из паза может быть восстановлена без их выемки только на верхних стержнях. Покровную изоляцию стержней на выходе из паза ремонтируют аналогично покровной изоляции лобовых частей со следующими особенностями, связанными с применением в качестве покровной изоляции пазовой части стержней асбестовой ленты:

асболенту накладывают на ремонтируемый участок впритык;

до начала ремонта необходимо выбить первый пазовый клин;

после ремонта выбитый пазовый клин устанавливают на место.

Восстановление маслостойкого покрытия лобовой части стержней. При нарушении маслостойкого покрытия стержней лобовые части очищают от пыли и грязи. В местах вспучивания эмаль осторожно снимают ножом. Доступные места лобовых частей обмотки обезжириваются при помощи чистых салфеток, смоченных в спирто-бензиновой смеси (в пропорции 1:1).

При значительном загрязнении турбинным маслом лобовые части стержней с термореактивной изоляцией необходимо промыть спирто-бензиновой смесью (1:1) из пульверизатора и вытереть чистыми салфетками[1].

При попадании значительного количества масла в турбогенератор с компаундированной изоляцией обмотки изоляция пропитывается маслом и удалить его протиркой не удается. Масло удаляют путем его выпаривания, которое производится на холостом ходу без возбуждения при номинальной частоте вращения ротора на воздухе, с открытым люком и одним вынутым газоохладителем для удаления масляных паров. Выпаривание продолжают при температуре воздуха 85–90°С до прекращения выделения из корпуса масляных паров.

Для статоров генераторов серии ТВВ перед выпариванием весь дистиллят из обмотки удаляют. Сливную и напорную трубы водяных коллекторов при этом оставляют открытыми в атмосферу. Для указанных турбогенераторов при выпутом роторе можно рекомендовать выпаривание прокачкой через обмотку статора конденсата, подогретого до температуры 85–95°С. Торцы турбогенератора (вместо щитов) завешивают брезентом, нижний люк турбогенератора и все вентили его газовой схемы охлаждения закрывают. Устанавливают переносный вытяжной вентилятор, высасывающий воздух из корпуса генератора за пределы машинного зала. Вентилятор включают на 5–10 мин каждые 2 ч. После нагрева обмотки через каждые 3–4 ч удаляют масло с лобовых частей обмотки салфетками, смоченными в спирто-бензиновой смеси (в пропорции 1:1). Длительность выпаривания до полного удаления масла – 3–4 суток.

После удаления указанных дефектов, а также после очистки и обезжиривания лобовые части обмотки покрывают эмалью ГФ-92-ХС из пульверизатора и просушивают.

Восстановление корпусной изоляции в лобовой части обмотки статора с термореактивной изоляцией[2].

Устраняются следующие основные виды повреждений изоляции лобовых частей: механические повреждения и истирания, электрические пробои изоляции, если объем повреждения невелик. Во всех случаях не должно быть повреждений токоведущей части стержня. Если размеры поврежденного участка превышают указанные ниже величины, повреждения изоляции расположены слишком близко к активной стали и носят массовый характер, то технология ремонта и допустимость его должны быть согласованы с заводом-изготовителем. Стержни с более тяжелыми повреждениями подлежат замене.

---

[1] Можно рекомендовать и другие технологии очистки, менее пожароопасные, например, с использованием хлорсодержащих жидкостей; известна экологически чистая и достаточно эффективная технология очистки статора «сухим льдом» – гранулами углекислоты (фирмы «Полиас», «Деметра»).

[2] Технологическая инструкция по ремонту термореактивной изоляции лобовых частей стержней (катушек) обмоток статоров высоковольтных электрических машин. ТР 34-70-001-82. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1982.

Подготовительные работы. Перед ремонтом осматривают лобовые части со стороны расточки и нажимной плиты, между верхним и нижним слоями обмотки, используя эндоскоп (видеоскоп) либо зеркало на ручке и осветители. Составляют схему расположения повреждений и уточняют объем ремонта.

В зоне ремонта удаляют шнуровые вязки и близлежащие детали крепления. Если требуется ремонт нижнего стержня, то вынимают один или два верхних стержня, чьи лобовые части расположены над поврежденным местом.

С обеих сторон от места повреждения удаляют покровную ленту и поверхностное полупроводящее покрытие на длину, соответствующую размерам ремонтируемого участка. Не обрезая ленту полупроводящего покрытия, ее снимают со стержня для последующего наложения на ремонтируемый участок. Поверхность изоляции этого участка обрабатывают напильником и абразивной бумагой, тщательно очищают салфеткой, смоченной спиртобензиновой смесью (по 50 % объема спирта и бензина), и протирают сухими безворсовыми салфетками. В месте повреждения изоляции выполняют ножом разделку в виде конуса (рис. 4-10) на всех сторонах стержня, включая стороны с неповрежденной изоляцией. Место пробоя очищают от следов подгара. Если изоляция повреждена не на всю толщину, место повреждения не углубляют. Поверхность разделки обезжиривают спиртобензиновой смесью (1:1).

Турбогенераторы завода «Электросила». Ремонт изоляции производят в том случае, если расстояния от края поврежденного участка до заземленных деталей или конца низкоомного пазового полупроводящего покрытия по поверхности изоляции не меньше следующих минимально допустимых значений:

Номинальное напряжение, кВ	Глубина повреждения, мм	Минимальное расстояние до заземленной точки, мм
10,5 кВ и ниже	До 0,5 включительно Свыше 0,5	30 50
13,8–15,75	До 0,5 включительно Свыше 0,5	40 60
18,0–20,0	До 0,5 включительно Свыше 0,5	40 70
24,0	До 0,5 включительно Свыше 0,5	50 80

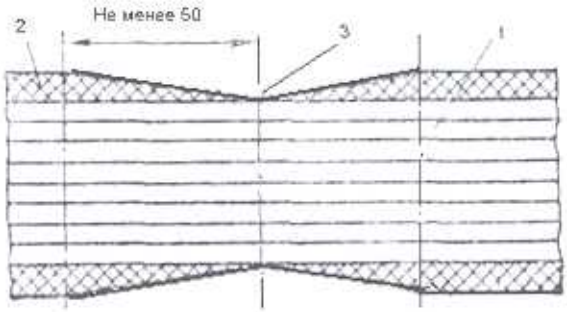


Рис. 4-10. Разделка места повреждения изоляции обмотки статора в зоне лобовых частей:
1 – медь обмотки; *2* – корпусная изоляция; *3* – место повреждения

Изготовляют изоляционную коробку со следующей толщиной стенки запеченной изоляции: для номинального напряжения 13,8 кВ и менее – 2 мм; 15,75–20 кВ – 3 мм; 24 кВ – 4 мм. Для этого из жести делают оправку, воспроизводящую по форме разделанный участок изоляции стержня. Длину оправки, мм, определяют по формуле

$$l_{опр} = l_п + 2l_м + 20,$$

где $l_п$ – длина разделки, мм; $l_м$ – минимальное расстояние до заземленной точки, мм.

Оправку заполняют компаундом № 4 и сушат его при 110–120 °С в течение 3 ч, затем наносят два слоя фторопластовой ленты, а сверху наматывают необходимое количество слоев пропитанной стеклослюдинитовой ленты ЛСК-110 СТ (или другой стеклослюдинитовой ленты горячей сушки), два слоя фторопластовой ленты, а также два слоя самоусаживающейся лавсановой ленты вполнахлеста. Изоляцию запекают на оправке при 160 °С в течение 10 ч. Изоляционную коробку снимают с оправки и разрезают.

Внутреннюю поверхность изоляционной коробки промазывают эпоксидным клеем ЭК-3, а углы заполняют компаундом № 4. Заполнив разделанное место повреждения компаундом № 4, устанавливают на него коробку и обжимают ее с помощью временных клиньев или струбцин. Зазор уплотняют между изоляционной коробкой и стержнем компаундом № 4 по всему периметру. Отремонтированный участок сушат следующм образом:

а) при 20–30 °С в течение 48 ч;

б) нагретым воздухом от электрокалорифера; при этом температура на поверхности изоляции в первые 2 ч сушки должна быть 50–60 °С, а в последующие 14–18 ч – 80–90 °С; место ремонта теплоизолируют; температурный контроль осуществляют установкой термопары или термометра; рядом с ремонтируемым местом при той же температуре помещают образцы компаундов для контроля их полимеризации (перехода в твердое состояние).

Если ремонтируемый участок находится в зоне полупроводящего покрытия, на поверхность изоляции наносят полупроводящую эмаль ПЛК-234 и сушат ее при 18–23 °С в течение 4 ч. После сушки ремонтируемую часть стержня покрывают эмалью ГФ-92ХС и сушат при 18–23 °С в течение 24 ч.

Турбогенераторы завода «Электротяжмаш» [35]

Производят дополнительную разделку места повреждения, снимая слои изоляции с обеих сторон по периметру стержня на глубину и длину в соответствии с рис. 4-10-1. Очищают и протирают изоляцию в месте ремонта. Если повреждение находится у торца активной стали статора, дополнительную разделку изоляции не делают.

Местную разделку изоляции промазывают с помощью кисти и шпателя компаундом № 2 до пропитки пор в изоляции (состав компаундов приведен в разделе 13), затем заполняют ее компаундом № 1 или № 3 с незначительным избытком по сравнению с объемом разделки до начала его полимеризации.

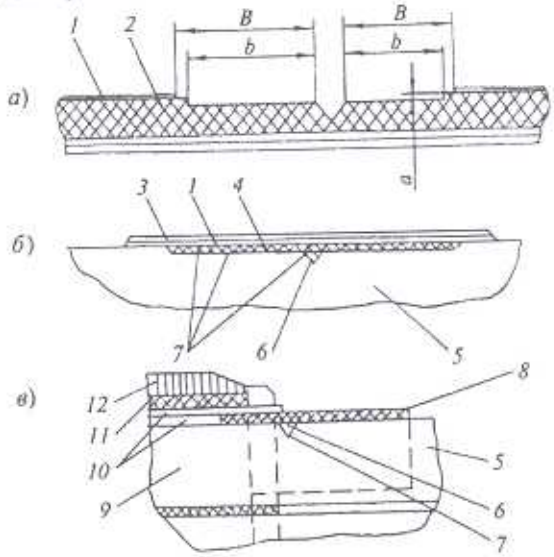


Рис. 4-10-1. Ремонт термореактивной изоляции стержней обмотки статора завода «Электротяжмаш» [6]:

а) дополнительная разделка; *б*) наложение изоляции; *в*) установка изоляционной коробки; *1* – стеклолента; *2* – корпусная изоляция; *3* – фторопластовая пленка; *4* – стекломикалента ЛМР-СС; *5* и *9* –лобовая и пазовая части обмотки; *6* – компаунд № 1 или № 3; *7* – компаунд № 2; *8*– изоляционная коробка; *10* – прокладка; *11* – концевой клин; *12*– сердечник статора

Номинальное напряжение, кВ	Длина участка *B*, на котором удаляется покровная лента, мм	Глубина дополнительной разделки *a*, мм	Длина дополнительной разделки *b*, мм
3–3,3	70	0,3–0,4	40
6,0–6,6	90	0,4–0,6	60
10–11	140	0,6–0,8	110
13,8	160	0,8–0,9	130
15,75	180	1,0–1,1	150
18	210	1,2–1,3	180
20	230	1,3–1,4	200

Поверхность изоляции в дополнительной разделке изолируют встык несколькими слоями стекломикаленты марки ЛМР-СС до заполнения по высоте, создавая необходимый натяг. Допускается наложение одного-двух дополнительных слоев стекломикаленты с заходом на 20–40 мм на существующую изоляцию. Перед наложением всех слоев микаленты поверхность изоляции промазывают компаундом № 2. Стыки в соседних слоях должны быть разнесены на половину ширины стекломикаленты. Промазав стеклоленту компаундом № 2, ее наматывают вполнахлеста и покрывают одним слоем фторопластовой пленки с нахлестом кромок. Плотная утяжка фторопластовой пленки должна гарантировать отсутствие пустот в изоляции. С этой же целью все слои изоляции должны быть наложены в одну сторону. По окончании изолирования изоляцию сушат, как описано выше.

Если место ремонта находится на расстоянии от торца сердечника, меньшем, чем 100 мм, удаляют концевой клин и прокладки в пазу, где лежит ремонтируемый стержень. Вместо наложения слоев изоляции поверх местной разделки устанавливают изоляционную коробку (рис. 4-10-2.), которую изготавливают в пресс-форме из пропитанной стеклоткани ПС-ИФ/ЭП или СЛПК-110. Нарезанные заготовки стеклоткани укладывают в подогретую до 160 °С (для ПС-ИФ/ЭП) или холодную (для СЛПК-110) пресс-форму, предварительно покрытую триацетатной пленкой во избежание прилипания, и запекают изоляцию при 180 °С в течение 2 ч (для ПС-ИФ/ЭП) или 160 °С в течение 6–8 ч (для СЛПК-110). Полученная изоляционная коробка должна быть монолитной, без вмятин, расслоений и волнистой поверхности. Внутреннюю поверхность зачищают абразивной бумагой до исчезновения глянца.

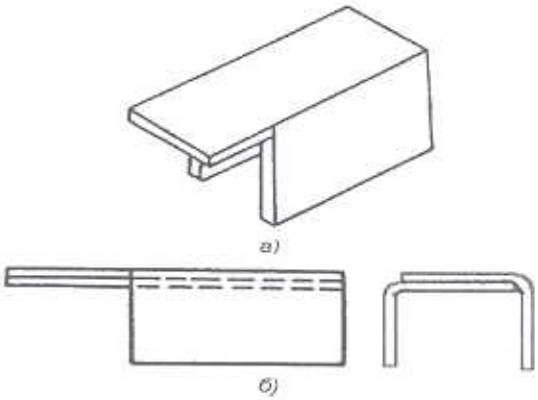


Рис. 4-10-2. Изоляционная коробка для ремонта изоляции стержней завода «Электротяжмаш» [35]:
а) целая коробка; *б*) составная коробка

После механической обработки внутреннюю поверхность изоляционной коробки промазывают компаундом № 2. Заполнив разделанное место повреждения, как описано ранее, устанавливают поверх него изоляционную коробку, при этом передний выступ ее вводят в паз, а боковые стороны – между поверхностью стержня и нажимными пальцами статора. Осаживают коробку до плотной посадки на стержень, укладывают прокладки в паз и устанавливают концевой клин. Потеки компаунда на соседних стержнях удаляют салфеткой, смоченной в ацетоне, затем сушат отремонтированный участок.

При восстановлении полупроводящих покрытий стержней генераторов завода «Электротяжмаш» необходимо руководствоваться заводским чертежом изолированного стержень и заводской инструкцией по нанесению противокоронных покрытий. Низкоомное полупроводящее покрытие изготовляют на основе полупроводящей эмали 57 на подложке из асбестовой ленты ЛАЭ или эмали ПЛГ-233 без подложки. Сопротивление единицы площади этого покрытия должно быть в пределах $3 \cdot 10^2$–$5 \cdot 10^5$ Ом. Высокоомное полупроводящее покрытие изготовляют на основе эмали ГФ-5109Г на подложке из асбестовой ленты ЛАЭ или на основе нелинейных полупроводящих эмалей ПЭН и ПЛК-234 без подложки. Сопротивление единицы площади этого покрытия должно быть в пределах $1 \cdot 10^7$–$1 \cdot 10^9$ Ом.

Контакт нового и существующего низкоомных полупроводящих покрытий осуществляется внахлест асбестовыми лентами существующего и наносимого покрытий на узкой грани стержня с промазкой эмалью № 57. Если покрытие изготовлено без подложки, контакт выполняют, перекрывая конец существующего покрытия вновь наносимой эмалью по периметру стержня на длине 30–40 мм вдоль оси. Нанесенное полупроводящее покрытие сушат при окружающей температуре в течение 24 ч или нагретым до 70–80 °С воздухом от электрокалорифера в течение 8 ч. Затем наносят покровную ленту и эмаль. По истечении 48 ч после окончания ремонтных работ проводят электрические испытания в соответствии с нормами (разд. 14).

Восстановление корпусной изоляции в лобовой части обмотки с термопластичной изоляцией. Значительные повреждения термопластичной изоляции (глубокие трещины и др.) подлежат ремонту при условии удаления места повреждения от активной стали не меньше чем на 65 и 90 мм для обмоток с напряжением соответственно на 6,6 и 10 кВ. Ликвидация повреждений должна рассматриваться в качестве временной меры. Для ремонта стержня в месте повреждения изоляцию срезают на конус с длиной, равной не менее 50 мм по всему периметру стержня (рис. 4-10). Место разделки обезжиривают спиртобензиновой смесью (1:1) и покрывают лаком БТ-99. Непосредственно после нанесения лака слои микаленты толщиной 0,13 мм накладывают в полуперекрой с промазкой каждого слоя лаком БТ-99 до полной толщины корпусной изоляции. Заизолированное поврежденное место утягивают киперной лентой и просушивают в течение 24 ч. После сушки киперную ленту снимают, лобовую часть покрывают лаком БТ-99 и изолируют стеклолентой в полуперекрой; повторно покрывают лаком БТ-99 и просушивают. Ремонт заканчивают, покрывая лобовую часть эмалью ГФ-92-ХС. Отремонтированный стержень испытывают повышенным напряжением (раздел 14).

Особенности ремонта изоляции стержня обмотки с водяным охлаждением после пробоя вследствие увлажнения. Если причиной электрического пробоя является увлажнение изоляции в результате нарушения герметичности стержня, то ремонт изоляции выполняют только после устранения негерметичности и сушки стержня. Негерметичность определяется и устраняется методами, изложенными в настоящем разделе. Для определения степени увлажнения изоляции стержня последний должен быть электрически и гидравлически выделен из обмотки. Проводятся измерения сопротивления изоляции и определяется коэффициент абсорбции, определяются также токи утечки при приложении выпрямленного напряжения (разд. 14). Сушка стержня ведется горячим воздухом с достижением температуры стержня в месте повреждения 100–105 °С, при этом вся остальная обмотка нагревается горячим дистиллятом до 55–60 °С.

Ремонт повреждений изоляции стержней при перемотке обмотки статора. В процессе перемотки обмотки статора восстанавливают поврежденную покровную и корпусную изоляцию стержней и их маслостойкое и противокоррозионное покрытие. Ниже приводится технология восстановления нарушенного покрытия как с высоким, так и с низким сопротивлением контактного участка стержней с изоляцией ВЭС-1 турбогенераторов серии ТГВ.

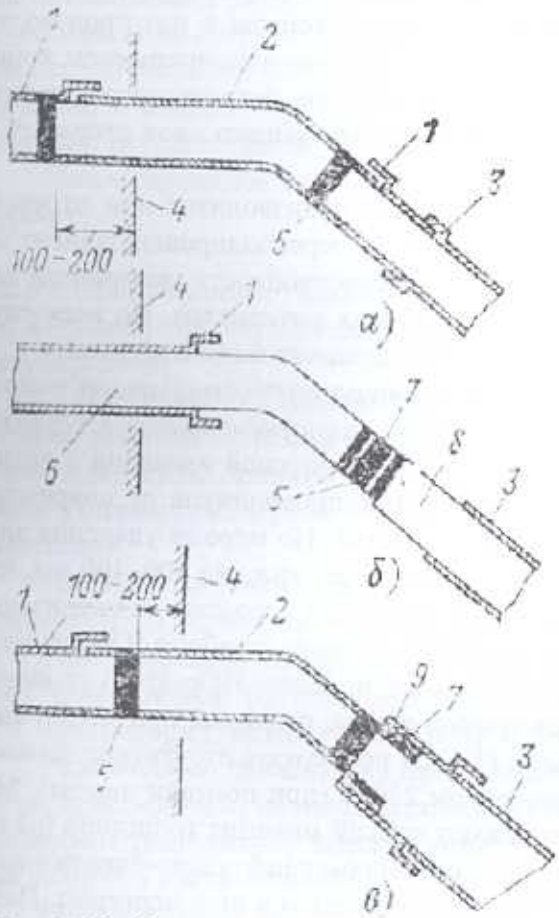


Рис. 4-11. Места и последовательность (*а–в*) установки электродов на стержне при измерении сопротивления полупроводящего слоя:

1 – ранее нанесенная асбестовая лента, пропитанная лаком № 9000; *2* – вставленная асбестовая лента, пропитанная лаком № 9000; *3* – ранее нанесенная стеклянная лента, пропитанная лаком БТ-99; *4* – активная сталь статора; *5* – электроды из фольги, нанесенные по периметру стержня; *6* – основная изоляция; *7* – контактный участок скрытого полупроводящего слоя; *8* – утапливающая изоляция; *9* – вставленная стеклянная лента, пропитанная лаком БТ-99

На длине 300–400 мм с контактного участка снимают поврежденную стеклоленту. Затем на необходимую длину снимают поврежденную асбестовую ленту покрытия с низким сопротивлением и обрезают ее на ребре стержня, обеспечивая нахлест новых витков асбестовой ленты на старую по всей ширине узкой верхней грани стержня. Участок со снятой асбестовой лентой протирают чистой салфеткой, смоченной в спирто-бензиновой смеси, и просушивают в течение 1–2 ч. При протирке особо тщательно очищают контактный участок – два витка асбестовой ленты скрытого полупроводящего слоя. После просушки измеряют сопротивление контактного участка, накладывая электроды из фольги (шириной 10 мм) по периметру стержня с интервалом 20 мм (рис. 4-11). Измеренное сопротивление должно лежать в пределах $5 \cdot 10^2$–$5 \cdot 10^7$ Ом.

Поверхность контактного участка, сопротивление которого превышает указанные значения, повторно очищают ножом или наждачной бумагой, промывают спирто-бензиновой смесью и просушивают. Если измеренное после этого сопротивление контактного участка находится в указанном диапазоне, контактный участок и поверхность стержня в сторону пазовой части покрывают лаком № 57. Пропитанную лаком № 57 асбестовую ленту накладывают на стержень встык от места отреза ее до контактного участка. При этом обеспечивают перекрытие на контактном участке двух витков асбестовой ленты скрытого полупроводящего слоя, подкладывая в местах нахлеста новую асбестовую ленту под ранее нанесенную ленту по всей ширине узкой верхней грани стержня. Асбестовую ленту стержня дважды промазывают лаком № 9000 от мест выхода из паза до контактного участка. Особо тщательно пропитывают асбестовую ленту на контактном участке.

На лобовую часть стержня от контактного участка в сторону головки накладывают стеклоленту в полуперекрой до соединения с неповрежденной стеклолентой. Начинают накладывать стеклоленту, перекрывая контактный участок и обеспечивая на нем плотную утяжку асбестовой ленты. В конце слоя на узкой верхней стороне стержня стеклоленту подшивают иглой. Стеклоленту покрывают лаком БТ-99 с последующей сушкой стержня при температуре 20^{+5}°С в течение 24 ч. На высушенном стержне измеряют сопротивление поверхностного полупроводящего слоя от места выхода стержня из паза до контактной зоны (рис. 4-11). Электроды из фольги шириной 10–20 мм накладывают по всему периметру указанных участков. Значение сопротивления между ними должно лежать в пределах $1 \cdot 10^4$–$1 \cdot 10^8$ Ом. Если сопротивление превышает указанную величину, необходимо

вторично покрыть асбестовую ленту лаком № 57) и улучшить контакт старой и вновь нанесенной ленты. После измерения сопротивления до укладки стержня в паз производят испытание противокоронного покрытия (разд. 11). Ремонт заканчивают покрытием лобовых частей стержня эмалью ГФ-92ХС. Технология восстановления нарушенного контактного участка низкоомного и высокоомного покрытия полупроводящего слоя стержней с термопластичной изоляцией изложена ниже.

Переизолировка стержней. Переизолировка стержней производится при отсутствии запасных стержней заводского изготовления. Технология переизолировки зависит от вида применяемой изоляции, определяемого классом ее нагревостойкости, величиной напряжения перематываемой обмотки и наличием изоляционных материалов. Во всех случаях при прочих равных условиях следует применять более дешевые виды изоляции.

Технология переизолировки стержней обмотки статора турбогенератора напряжением 6,3 и 10,5 кВ непрерывной микалентой ЛМЧ-ББ без компаундирования. Стержень укладывают на изолированные стойки и очищают от старой корпусной изоляции с помощью слесарного ножа, предохраняя изоляцию элементарных проводников от повреждений. Удаление корпусной изоляции начинают с лобовых частей. По мере ее удаления элементарные проводники плотно стягивают киперной лентой через каждые 300–400 мм, начиная от головки стержня. Очищенный от корпусной изоляции стержень осматривают, проверяя отсутствие обрывов элементарных проводников, трещин и забоин. Обнаруженные забоины запиливают, а обрывы и трещины запаивают припоем ПСр-45. В головках стержней элементарные проводники очищают от припоя и лака; стержень протирают салфетками, смоченными в спирто-толуоловой смеси (1:1), и проверяют отсутствие замыканий между элементарными проводниками напряжением 220 В (при помощи лампы). Между обнаруженными местами замыкания прокладывают гибкий миканит толщиной 0,2 мм на бакелитовом лаке, после чего стержень покрывают раствором глифталево-бакелитового лака (1:1) и утягивают по всей длине одним слоем киперной ленты в полуперекрой. Пазовую часть стержня покрывают триацетатной (фторопластовой) пленкой, опрессовывают при температуре 105°С в течение 3 ч и охлаждают в пресс-форме до температуры окружающей среды. После остывания проверяют соответствие размеров пазовой части стержня чертежу.

Таблица 4-1. Изолировка стержней

Рабочее напряжение, В	Количество изолировок при длине активной части, м		Число проходов микаленты, %[1], до опрессовки		
	до 2,8	свыше 2,8	первой	второй	третьей
До 3150	1	1	100	-	-
3150–6300	2	2	60	40	-
6300–10500	2	-	60	40	-
6300–10500	-	3	40	30	30

[1] Процент общего числа проходов

Стержни с увеличенными против чертежных размерами сечения опрессовывают повторно. Перемещать стержень следует на угольниках (разд.12, рис. 12-74). В повторно опрессованном стержне проверяют отсутствие замыканий между элементарными проводниками аналогично вышеуказанному и при соответствии размеров чертежным укладывают стержень на изолировочные стойки и, сняв с него киперную ленту, накладывают корпусную изоляцию.

Первый слой корпусной изоляции – один слой микаленты ЛМЧ-ББ (0,13х25 мм) – в полуперекрой накладывают по всей длине стержня участками длиной 400–500 мм, промазывая его глифталево-бакелитовым лаком (1:1). Надо следить, чтобы микалента укладывалась на слой свежего (не высохшего) лака. Микаленту накладывают от головки стержней со стороны возбудителя строго в полуперекрой с одной и той же стороны для всех проходов с максимально допустимым натяжением. Если микалента сухая, каждый ее про-

ход промазывают лаком БТ-99. Нормальную (эластичную и мягкую) микаленту лаком промазывать не следует. Каждый проход микаленты возможно плотнее утягивают киперной лентой шириной 35–40 мм впритык. Микаленту на лобовые части накладывают одновременно с изолировкой пазовой части, обеспечивая непрерывность изоляции стержня. Хороший результат достигается при наложении изоляции на нагретый стержень.

Число проходов микаленты n зависит от напряжения обмотки и определяется по формуле:

$$n = b/kd,$$

где b – односторонняя толщина изоляции по чертежу; d – толщина применяемой микаленты; k – коэффициент, зависящий от способа намотки ($k = 2$ для микаленты, наложенной в полуперекрой).

Для стержней с рабочим напряжением до 10,5 кВ микаленту накладывают в несколько приемов с промежуточными опрессовками согласно табл. 4-1. Общее число проходов микаленты принято за 100%. Последний проход микаленты каждого этапа изолировки утягивают киперной лентой в полуперекрой. Лента остается на стержне в процессе опрессовки.

После изолировки стержень на угольнике переносят в термостат (разд.12, рис.12-78). Температуру в термостате поднимают до 105°С за 5–6 ч, равномерно повышая ее на 15–18 °С/ч. При указанной температуре стержень сушат 12 ч, вынимают из термостата, покрывают триацетатной (фторопластовой) пленкой и быстро закладывают в подогретую до 65°С пресс-форму, не допуская при этом провисания лобовой части.

Равномерное давление на пресс-планки создают, затягивая верхние, а затем боковые болты пресс-формы, начиная затяжку болтов от середины пресс-формы к ее краям. Затем поднимают температуру пресс-формы до 110–115°С и опрессовывают стержень до заданных размеров пресс-планки равномерной затяжкой болтов аналогично указанному.

Одновременно дополнительно утягивают лобовые части нагретого стержня вторым слоем киперной ленты в $^3/_4$ перекроя. Стержень в пресс-форме выдерживают под давлением и при температуре 110°С в течение 3 ч, затем прекращают нагрев пресс-формы, охлаждают ее водой до окружающей температуры и вынимают стержень; снимают с него киперную ленту, проверяют состояние изоляции и качество опрессовки стержня. Далее стержень покрывают тонким слоем лака БТ-99 и выполняют следующий этап изолировки согласно табл. 4-1 по той же технологии. Микаленту, наложенную на лобовые части, изолируют сверху одним проходом стеклоленты в полуперекрой. Стержни с рабочим напряжением 6,3 кВ опрессовывают (вторая прессовка) с асбестовой лентой, наложенной впритык. Последнюю опрессовку стержней на напряжение 10,5 кВ следует производить без асбестовой ленты.

После наложения последнего слоя изоляции стержень окончательно опрессовывают и сушат. Пресс-планки на пресс-форме меняют соответственно размерам стержня. Затем обмеряют опрессованный стержень, испытывают его повышенным напряжением и по всей длине покрывают полупроводящим лаком. Полупроводящее покрытие, применяемое в ремонтной практике для рабочих напряжений 6,3–16,0 кВ, наносится кистью. Полупроводящим лаком № 57 (с удельным поверхностным сопротивлением 10^3–10^5 Ом/см) покрывают прямолинейную (пазовую) часть стержня, равную длине активной стали плюс 80–100 мм на обе стороны.

Затем полупроводящим лаком № 56 (с удельным поверхностным сопротивлением 10^7–10^9 Ом/см) покрывают лобовую часть стержня на длине 210 мм, заходя на 20–25 мм на поверхность, покрытую пазовым лаком № 57. На пазовую часть стержня с непросохшим слоем лака № 57 на длине, равной длине активной стали плюс 40–50 мм, на каждую сторону накладывают впритык асбестовую ленту (без зазоров и перекрытий) и покрывают ее лаком № 57.

Участок лобовой части на длине 210 мм (покрытый лаком № 56) изолируют в полуперекрой стеклянной лентой, покрывая ее затем лаком № 56. Слой этого лака должен пе-

рекрывать на 20–25 мм поверхности, покрытые пазовым лаком № 57. Концы асбестовой и стеклянной ленты предварительно сшивают друг с другом.

Остальную часть изоляции лобовых частей (стеклянную ленту, наложенную до последней опрессовки) покрывают лаком БТ-99, перекрывая на 10–20 мм изоляцию, покрытую лаком № 56.

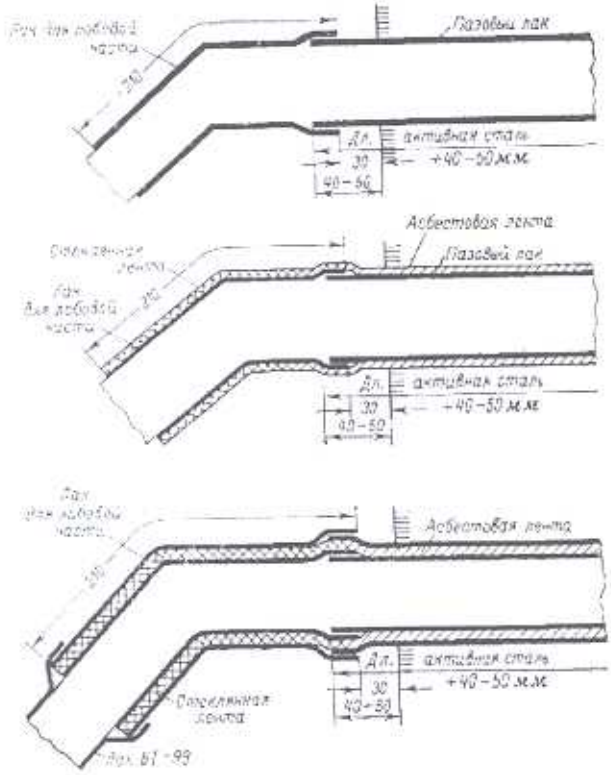


Рис. 4-12. Нанесение полупроводящих покрытий на стержни статорных обмоток [1]

На рис. 4-12 схематично показано полупроводящее покрытие стержня. Применяемое в настоящее время турбогенераторными заводами внутреннее полупроводящее покрытие стержней при ремонте пока не практикуется. Обработанные полупроводящими лаками стержни сушат на воздухе при температуре 20–25°С в течение 24 ч. Качество полупроводящего покрытия на пазовой и лобовых частях контролируют, измеряя удельное поверхностное сопротивление мегаомметром. Удельное поверхностное сопротивление пазовой части стержня, изолированной асбестовой лентой и покрытой лаком № 57, должно находиться в пределах 10^3–10^5 Ом/см. Пазовую часть с удельным сопротивлением полупроводящего покрытия, превышающим 10^5 Ом, повторно покрывают лаком № 57. Удельное поверхностное сопротивление лобовых частей, изолированных стеклянной лентой и покрытых лаком № 57, должно находиться в пределах 10^7–10^9 Ом/см.

Технология переизолировки стержней обмотки статора турбогенератора напряжением 6,3 кВ гетеросилоксановой резиновой лентой ЛЭТСАР. Удаление старой корпусной изоляции со стержня, проверка отсутствия замыканий между элементарными проводниками стержня и опрессовка его до номинальных размеров производятся по указанной выше технологии.

Перед наложением корпусной изоляции (ленты ЛЭТСАР толщиной 0,2 мм) необходимо обезжирить стержень бензином Б-70, покрыть его с помощью чистой кисти специальным раствором (10% катализатора К-10С и 90% обезвоженного ацетона) и просушить в течение 30–40 мин на открытом воздухе при нормальной температуре.

Перед изолировкой необходимо приготовить раствор компаунда КЛСЕ с катализатором К-1 (на 0,1 кг компаунда КЛСЕ – 0,004 кг катализатора К-1) и развести его толуолом (на 0,1 кг компаунда КЛСЕ необходимо 0,07–0,08 кг толуола). Разведенный раствор компаунда наносят кистью на стержень непосредственно перед изолировкой; изолируют его стеклолентой 0,1 мм в полуперекрой и снова покрывают компаундом.

После высыхания стержень изолируют электроизоляционной самослипающейся лентой ЛЭТСАР толщиной 0,2 мм в полуперекрой, натягивая ее с усилием 2–2,5 Н и выполняя стыки на ребре стержня. Количество слоев указано на чертеже. В процессе изолировки стержня необходимо проверять в ленте отсутствие дефектов (сквозных отверстий, заметных при растяжении).

После наложения последнего прохода ленты стержень покрывают тем же раствором (на 0,1 кг компаунда КЛСЕ – 0,004 кг катализатора К-1 и 0,07–0,08 кг толуола) и изолируют стеклолентой толщиной 0,1 мм впритык. Утяжку изоляции производят технологиче-

ской киперной лентой, накладывая ее впритык с максимальным натягом. На боковые стороны пазовой части стержня устанавливают прессшпановые прокладки толщиной 2–3 мм и утягивают его киперной лентой в полуперекрой.

Стержень укладывают на стеллаж и выдерживают на воздухе при температуре 25^{+5}°С в течение 48 ч. Затем со стержня снимают технологическую киперную ленту и прессшпановые прокладки. Проверяют размеры стержня, монолитность изоляции и отсутствие повреждений. Испытания стержня и нанесение полупроводящего покрытия производятся по указанной выше технологии.

Технология переизолировки стержней обмотки статора турбогенератора стеклослюдинитовой лентой ЛСК-110 СТ ГОСТ 13184-78. Очищают стержень от старой корпусной изоляции аналогично описанному выше. Проверяют число проводников и их размеры на соответствие требованиям конструкторской документации. На стержне выполняют замену прокладок:

прокладки под переходы элементарных проводников (миканит ГФС ГОСТ 6120-88, толщиной 0,2 мм);

вертикальную прокладку на прямолинейной части стержня (миканит ГФС толщиной 0,5 мм);

вертикальные прокладки на дуговых частях стержня (прокладки изготавливают из пропитанной эпоксидно-резольным лаком стеклоткани толщиной 0,1 мм по шаблону – 5 слоев);

Все прокладки устанавливают на эпоксидно-резольном клеющем лаке.

Поверхность стержня выравнивают замазкой, изготовленной из равных количеств асбеста и эпоксидно-резольного клеющего лака. На узкие стороны прямолинейной части стержня устанавливают прокладки из стеклотекстолита СТЭФ-1 толщиной 0,5–1,0 мм. Стержень промазывают эпоксидно-резольным клеющим лаком с помощью кисти, утягивают стеклолентой ЛЭС толщиной 0,1 мм встык по всей длине стержня и сушат на воздухе до прекращения отлипа.

Лобовые и пазовую части стержня оборачивают двумя слоями триацетатной пленки и помещают в прессформу. Стержень по всей длине фиксируют в прессформе. Нагревают стержень до температуры 80 °С, нагрев ведут переменным током, плотность тока в стержне 1,2–1,5 А/мм^2, контроль температуры ведут по термометрам, установленным на прессплaнках для прессования стержня. Прессуют стержень до необходимых размеров по положению прессплaнок. Продолжают нагрев прессформы до температуры $110^{\pm5}$°С и выдерживают $50^{\pm10}$ мин при этой температуре. В процессе подъема температуры и выдержки контролируют положение прессплaнок путем подтяжки прессующих болтов (при необходимости).

Отключают нагрев стержня, и стержень остывает в прессформе до 40 °С и ниже. Разрешается применять вентилятор для ускорения охлаждения.

Стержень снимают с прессформы и помещают на изолировочные стойки. Удаляют триацетатную пленку, проверяют стержень на отсутствие замыканий элементарных проводников. Проверяют размеры сечения стержня. Форму эвольвенты лобовых частей стержня проверяют на макете статора, который изготавливают при первой изолировке стержней данного типа турбогенератора.

Стеклослюдинитовую ленту перед наложением на стержень помещают в вакуумную камеру и сушат при температуре 60–65°С и остаточном давлении не более 35 мм ртутного столба в течение 2–2,5 часов.

Поверхность стержня промазывают компаундом К-110 и изолируют вакуумированной стеклослюдинитовой лентой ЛСК-110 СТ с перекрытием половины ширины ленты, утягивая ее вручную в процессе изолировки. Толщина ленты и число слоев должны соответствовать конструкторской документации. В процессе изолирования стержня выполняют промазку ленты компаундом К-110 тонким слоем через слой с помощью кисти. Лобовые части стержня изолируют сверху одним слоем стеклянной ленты с перекрытием

половины ширины ленты. На изолированный стержень накладывают один слой фторопластовой ленты ГОСТ 24222-80 и киперной ленты и помещают в прессформу. Стержень выставляют в прессформе и фиксируют положение верхних и боковых прессплaнок с помощью прессболтов по всей длине стержня.

Нагревают стержень до температуры 90^{+10} °С. Прессуют прямолинейную часть стержня, участки перехода с прямолинейной его части на лобовые части.

Нагревают стержень до температуры 120^{+20} °С и выдерживают от 4 до 10 часов для стержней напряжением от 6,3 кВ до 18 кВ.

Прекращают нагрев, прессформу охлаждают до окружающей температуры и вынимают стержень. Снимают со стержня фторопластовую и киперную ленту, очищают от наплывов лака и проверяют состояние изоляции и качество опрессовки стержня.

Изготавливают шаблон для нанесения полупроводящих покрытий, для чего на одном нижнем и одном верхнем стержнях размечают середину прямолинейной части стержня, принимая ее за базу, и отмечают маркером положение пазовой части. Вырезают из электрокартона шаблоны для нижнего и верхнего стержней (рис. 4-13).

Длина шаблона $L_ш$ равна длине отдельных участков полупроводящего покрытия в соответствии с номинальным напряжением обмотки статора турбогенератора.

На шаблоне наносят краской длины отдельных участков покрытия – L, L_1, L_2, L_3, L_4 – в соответствии с рисунками 4-14 и 4-15.

Рис. 4-13. Схема разметки шаблона на стержне:
1 – шаблон; 2 – стержень

Стержень покрывают эмалью ПЛК-234 (эмаль для лобовой части) на длине L_2 и L_3 для обмоток напряжением 6,3–11,0 кВ (рис. 4-14) и на длине L_2 и L_4 для обмоток напряжением 13,8–24,0 кВ (рис. 4-15) по шаблону. Двухсторонняя толщина покрытия 0,3 мм. Эмаль сушат в течение 10 мин при температуре окружающего воздуха.

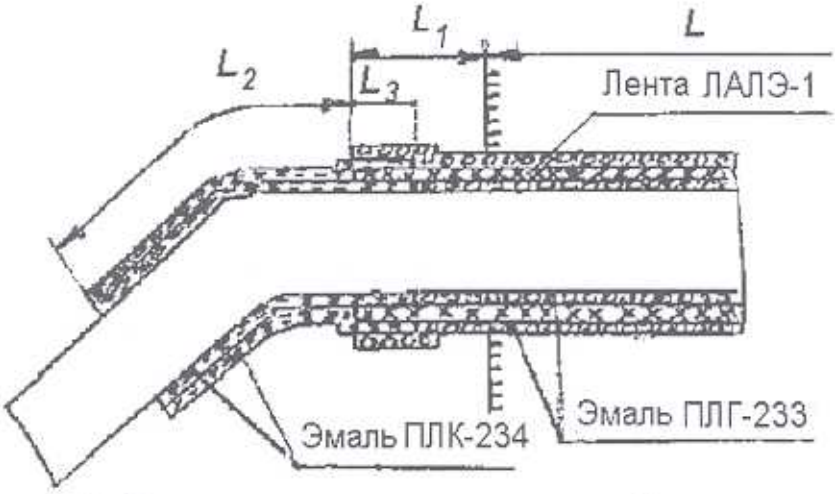


Рис. 4-14. Нанесение полупроводящих покрытий на стержень статорной обмотки с термореактивной изоляцией напряжением от 6, 3 кВ до 11,0 кВ включительно:
L – длина пазовой части стержня

Напряжение, кВ	Длины участков, мм		
	L_1	L_2	L_3
6,3	50^{+10}	100^{+10}	25^{+5}
11,0	60^{+10}	170^{+10}	30^{+5}

Длина участка L_1 (вылет пазового полупроводникового покрытия) должна быть равна высоте ближайшего к щиту пальца нажимной гребенки плюс 60 мм.

Накладывают один слой встык (см. рис. 4-14 и 4-15) асболавсановую ленту ЛАЛЭ -1 толщиной 0,35 мм (для напряжения 6,3–11,0 кВ допускается лента стеклянная 0,2 мм). Между витками ленты в отдельных местах допускается зазор до 3-х мм. Концы асболавсановой и стеклянной лент на лобовых частях сшивают друг с другом по узкой стороне стержня. Эмалью ПЛК-234 покрывают стержень по длине L_2 и L_3 (рис. 4-14) и на длине L_2, L_3 и L_4 (рис. 4-15), затем сушат в течение 10 мин при температуре окружающего воздуха.

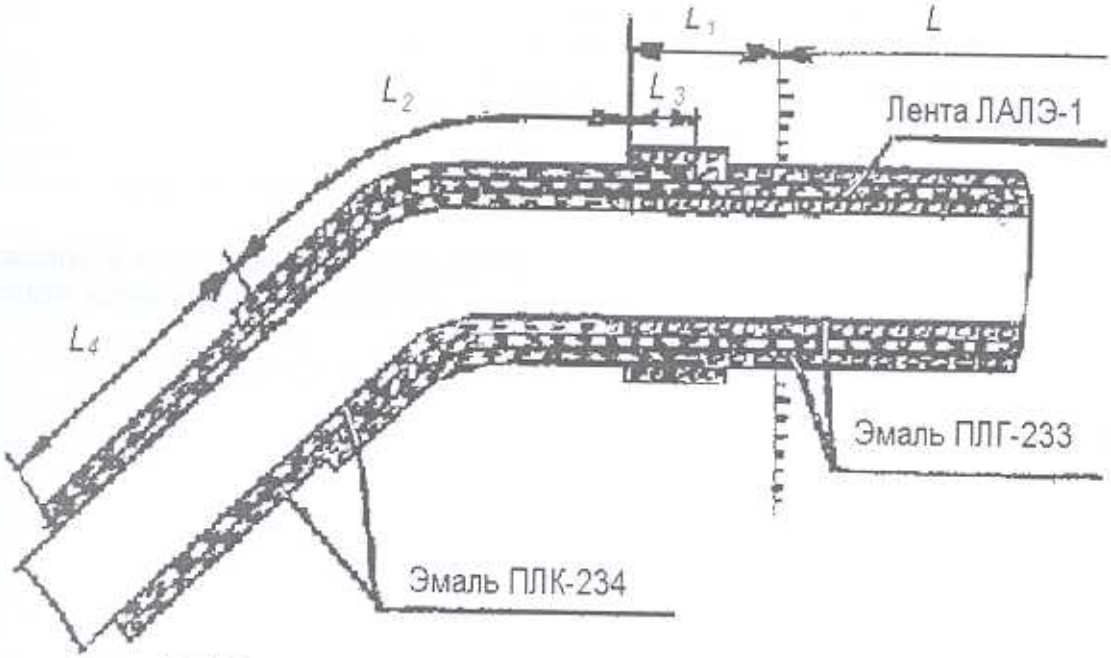


Рис. 4-15. Нанесение полупроводящих покрытий на стержень статорной обмотки с термореактивной изоляцией напряжением от 13,8 кВ до 24,0 кВ включительно:

L – длина пазовой части стержня

Напряжение, кВ	Длины участков, мм		
	L_2	L_3	L_4
13,8	80^{+30}	30^{+10}	100^{+10}
15,75 – 20	90^{+30}	30^{+10}	180^{+10}
24,0	120^{+30}	30^{+10}	240^{+10}

Покрывают эмалью ПЛГ-233 асболавсановую ленту на длине L пазовой части и на длине L_1 по обе стороны от пазовой части (рис. 4-14 и 4-15). Стержень сушат в течение 3-х часов при температуре окружающего воздуха. Лобовые части стержня покрывают эмалью ГФ-92ХС (красная), включая участок L_3 (рис. 4-14 и 4-15), и сушат в течение 12 часов при температуре окружающего воздуха. Проверяют соответствие формы и линейных размеров первых изолированных стержней (трех нижних и двух верхних стержней) требованиям конструкторской документации на макете статора.

Испытывают электрическую прочность изоляции в соответствии с действующими нормами (раздел 14).

Изготовление стержней обмоток статоров турбогенераторов из нового провода. У торцевой стороны стола для выгиба провода подвешивают на металлической стойке барабан с проводом. Проверяют микрометром размеры провода на каждом барабане.

Вдоль стола от места отрезки проводников отмечают длину заготовки проводников по чертежу и устанавливают на столе упорную планку. Конец провода от барабана тянут вдоль стола до упора и отрезают проводник рычажными ножницами по заранее размеренной длине. Нарезают необходимое количество проводников на стержень. Проводники рихтуют с помощью молотка через прокладку из твердого изоляционного материала или дерева и разбивают на два полустержня.

На столе устанавливают гребенку вплотную к упорной планке. Гребенка имеет число уступов, равное числу проводников в одной половине стержня. Все шаги гребенки одинаковы по длине и равны шагу плетения стержня. Проводники укладывают на ребро так, чтобы они своими концами плотно упирались в выступы гребенки. Проводники каждой половины стержня по середине и на расстоянии не более 500 мм по обе стороны от середины скрепляют металлическими скобами и зажимами.

На столе устанавливают два приспособления для выгиба проводников (рис. 12-75 в разделе 12) на расстоянии между серединами переходов на элементарном проводнике в соответствии с данными чертежа.

Полустержень устанавливают на ребро в приспособления для одновременного выгиба двух переходов у всех проводников.

Затем зажимы и скобы снимают с полустержня и проводники сдвигают и выравнивают с торца для получения ровного конца, при этом все переходы сдвигаются относительно друг друга на шаг плетения стержня.

Середину полустержня стягивают скобой и зажимами. Плетение проводников начинают от скобы, постепенно удаляясь одновременно слева и справа к концам полустержня. При сборке стержня между двумя полустержнями устанавливают вертикальную изоляционную прокладку из 5 слоев стеклоткани, пропитанной эпоксидно-резольным лаком. Длина прокладки равна длине активной стали плюс длина вылетов прямолинейной части стержня по чертежу.

Стержень туго связывают киперной лентой через каждые 400–500 мм, подложив под ленту с обеих широких сторон стержня картонные прокладки: размером 2 □ (60÷80) мм шириной по высоте стержня.

Стержень рихтуют «на ребро» и «на плоскость». Первые плетеные стержни (нижний и верхний) проверяют на соответствие требованиям чертежа

Прямолинейную часть стержня утягивают одним слоем киперной ленты вразбежку, постепенно удаляя при этом картонные прокладки.

Укладывают стержень на гибочный шаблон, располагая его прямолинейную часть по меткам. Концы прямолинейной части стержня закрепляют с обеих сторон зажимами в горизонтальном и вертикальном направлении через прокладки во избежании деформации элементарных проводников стержня.

Отгиб лобовой части выполняют с помощью вилки, которую перемещают по свободной части стержня, начиная от прямолинейной части стержня в направлении его конца, придавая ей форму поверхности головки шаблона. На участке перехода стержня от прямолинейной части к дуговой форме соответствующей форме головки гибочного шаблона придают с помощью кувалды, через деревянную наставку. В этом месте устанавливают первую струбцину.

По мере придания необходимой формы проводникам, равномерно по длине устанавливают струбцины (две-три штуки), добиваясь плотного прилегания проводников к линии головки гибочного шаблона.

На головку гибочного шаблона устанавливают приспособление для формовки (загибки) головки стержня, с помощью вилки проводники стержня огибают вокруг кулачка приспособления. Изоляцию концов проводников стержня обжигают пламенем газовой го-

релки на длине по конструкторской документации. Отожженные концы стержня очищают от остатков изоляции до блеска.

Стержень вынимают из гибочного шаблона и устанавливают на козлы. Устанавливают на лобовых частях стержня вертикальные прокладки. Прокладки вырезают по шаблону из стеклоткани, пропитанной эпоксидно-резольным лаком. Устанавливают прокладки под переходы элементарных проводников из миканита ГФС толщиной 0,2 мм.

На узкие стороны прямолинейной части стержня устанавливают прокладки из стеклотекстолита СТЭФ-1 с толщиной по чертежу.

Все прокладки устанавливают на эпоксидно-резольном клеющем лаке. Поверхность стержня под переходами выравнивают замазкой, изготовленной из равных количеств асбеста и эпоксидно-резольного клеющего лака.

Стержень промазывают эпоксидно-резольным клеющим лаком, утягивают стеклолентой ЛЭС толщиной 0,1 мм вразбежку по всей длине стержня и сушат на воздухе до прекращения отлипа.

Опрессовку неизолированного стержня, изолировку стержня, прессование изолированного стержня, нанесение полупроводящего покрытия выполняют аналогично описанной выше технологии переизолировки стержней обмотки статора турбогенератора стеклослюдинитовой лентой ЛСК-110 СТ.

4.4. Ремонт концевых выводов

Распространенными повреждениями концевых выводов являются: потеря газоплотности; потеря гидравлической плотности (для турбогенераторов серии ТВВ); засорение контактных поверхностей выводов маслом, эмалью и грязью; сколы, трещины и повреждения глазури изоляторов, а также загрязнение их поверхности.

Восстановление и проверка газоплотности концевых выводов. Обнаружив потерю газоплотности в концевом выводе, заменяют резиновые уплотнительные прокладки. Новые прокладки изготавливают из листовой резины толщиной 5–6 мм марки МБ ГОСТ 7338-90[1].

Для проверки газоплотности отремонтированный концевой вывод отсоединяют от водяного тракта (для турбогенераторов серии ТВВ). Затем отболчивают крепление фланца вывода от корпуса статора. Вывод снимают, устанавливают в приспособление для опрессовки (разд. 12, рис. 12-91) и испытывают на газоплотность сухим сжатым воздухом под давлением 0,6 МПа в течение 1 ч. Утечка свидетельствует о дефекте уплотнения. Периодическую замену уплотнительных прокладок рекомендуется производить при капитальных ремонтах. Герметичность вывода относительно корпуса может быть повышена путем дополнительного уплотнения зазора между изолятором вывода и корпусом статора силиконовым герметиком.

Восстановление гидравлической плотности. Обычно течь концевых выводов может образоваться в местах сварки цилиндра (стержня) и соединения штуцеров (разд.2). Обнаруженные течи ликвидируют, запаивая их припоем ПСр-45. Гидравлическую прочность стержней выводов проверяют после разборки выводов. После тщательной промывки горячей водой стержни испытывают давлением воды в 3,0 МПа в течение 1 ч на прочность и герметичность. Утечка воды недопустима.

Ремонт контактных поверхностей выводов. Контактные поверхности очищают от масла, эмалей и грязи чистыми салфетками, смоченными в спирто-бензиновой смеси (пропорция 1:1). При повреждениях контактной поверхности ее восстанавливают серебрением электролитическим способом или лужением припоем ПОС-61.

---

[1] На выводах кроме листовой резины применяют формованные резиновые детали заводского производства.

Ремонт изоляторов и гибких вставок. Фарфоровые рубашки изоляторов очищают от масла, эмалей и грязи чистыми салфетками, смоченными в бензине Б-70. Осмотрев поверхности изоляторов, убеждаются в отсутствии сколов, трещин и повреждений глазури. Изолятор с указанными дефектами подлежит замене. После чистки и осмотра изолятор испытывают на прочность и герметичность давлением воздуха в 1,5 МПа в течение 1 ч. Утечка воздуха недопустима. Гибкие вставки также очищают от масла, эмалей и грязи чистыми салфетками, смоченными в спирто-бензиновой смеси (1:1).

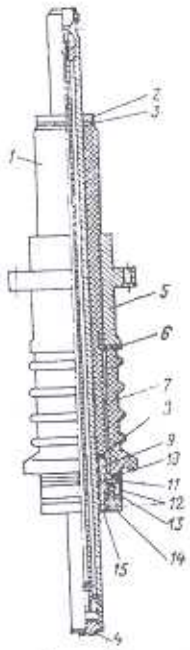


Рис. 4-16. Вывод концевой турбогенераторов серии ТГВ [1]: *1* – изолированный стержень концевого вывода; *2* – гайка круглая 3М60; 3 – шайба; *4* – винт; *5* – втулка концевого вывода; *6* – прокладка; *7* – изолятор; *8* – шайба; *9* – гайка круглая 3М60; *10* – прокладка; *11* – шайба; *12* – кольцо; *13* – пружина; *14* – гайка круглая 3М115; *15* – гайка круглая 3М60

После ремонта электрическую прочность изоляторов испытывают повышенным напряжением переменного тока промышленной частоты (раздел 14).

Сборка и проверка на газоплотность концевого вывода турбогенератора серии ТГВ.

Перед сборкой подготавливают прокладки *6* и *10* из резины ГОСТ 7338-90. Сборку начинают с обезжиривания резьбовой части стержня *1* и гайки *2* (рис. 4-16) гидролизным спиртом.

Затем пучок пакли диаметром около 5 мм пропитывают эпоксидным компаундом холодного отверждения (в состав компаунда входит смола ЭД-6 (100%), метафенилендиамин (13%), дибутилфталат (9%); приготовленный компаунд начинает затвердевать не позже, чем через 2 ч, полное отвердевание происходит при температуре 20–25 °С через 24 ч).

Пропитанный компаундом пучок пакли укладывают в кольцевую канавку на стержне. Резьбовую часть стержня промазывают эпоксидным компаундом. Устанавливают шайбу *8*, спецключом навертывают гайку *9* (из резьбы должен выступить компаунд).

Устанавливают резиновую прокладку *6* и изолятор *7*. Проверяют положение плоскостей изолятора *7* и гайки *9*. Разность плоскостей не должна превышать ±1 мм. Устанавливают резиновую прокладку *10*, шайбу *5* и спецключом навертывают круглую гайку *15*. На торце резиновой прокладки *10* и изолятора *7* серой эмалью наносят контрольную риску. Устанавливают шайбу *11*, кольца *12* с пружинами *13*. Спецключом навертывают круглую гайку *14*. По мере ее обтяжки следят за тем, чтобы резиновая прокладка 10 не смещалась под действием шайбы *11*. Допустимое смещение резиновой прокладки по периметру – не более 2 мм. После полного отвердевания компаунда газоплотность концевого вывода испытывают воздухом под давлением 0,5 МПа в течение 1 ч. Утечка недопустима. Для проверки утечки на изоляторе устанавливают резиновый колпак, в который наливают гидролизный спирт в количестве 0,8 л. Выделение пузырей по резьбе стержня *1*, круглой гайке *15*, шайбе *11* и круглой гайке *14* недопустимо. Применение водной мыльной эмульсии для выявления утечек не разрешается (по указанию завода-изготовителя).

Затем проверяется сопротивление изоляции концевого вывода мегаомметром 2500 В, которое не должно быть меньше 1000 МОм при температуре от +10 °С до +300 °С. Электрическая прочность изоляции вывода испытывается повышенным напряжением 49 кВ переменного тока промышленной частоты в течение 1 мин.

4.5. Пайка при ремонте обмотки статора

Наибольшее распространение при ремонте обмоток статоров получили электропайка и газопламенная пайка. Электропайка применяется для соединения головок стержней турбогенераторов серии ТВВ. В качестве припоя используется мягкий припой марки ПОС-40.

Газопламенная пайка применяется для соединения головок стержней, штуцеров с наконечниками стержней, выводных и соединительных шин к выводным стержням (турбогенераторы серии ТВВ) и для соединения элементарных проводников в головках стержней (турбогенератора серии ТГВ). Для этих соединений применяются твердые припои.

Соединение головок стержней обмотки статора турбогенераторов Т2, ТВ, ТВФ. Пайка головок стержней турбогенераторов мощностью до 120 МВт включительно производится газопламенной пайкой или электропайкой угольными электродами. Используется припой ПСр-15 с применением раствора буры (0,52–0,53 кг буры на 1 л воды). Раствор приготовляют, добавляя постепенно буру в кипящую воду, размешивая его до полного растворения.

На рис. 4-17, а указано соединение головок *1* стержней при помощи хомутика *2*; в сечении А–А виден зазор между слоями элементарных проводников, в который подается припой во время пайки. Такое соединение встречается на некоторых турбогенераторах мощностью менее 100 МВт.

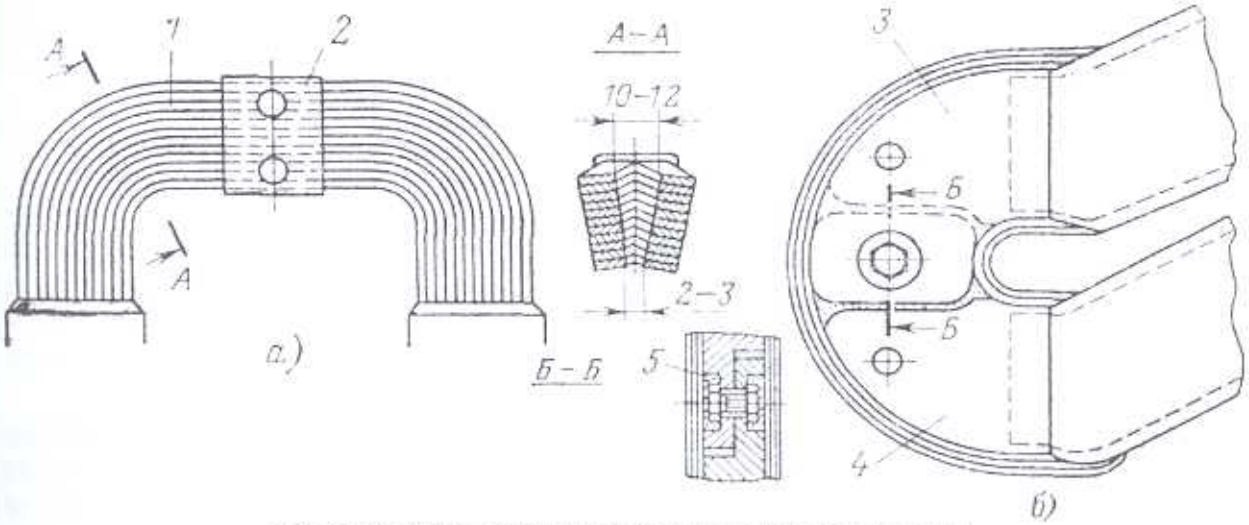


Рис. 4-17. Узлы соединений статорной обмотки [1]:
а –соединение головок при помощи хомутика; *б* – соединение головок стержней, оснащенных наконечниками

Головки стержней очищаются от старой изоляции стальной щеткой. Изоляцию стержней у места пайки покрывают косынкой из стеклолакоткани и завязывают стеклолентой. Во избежание ожога изоляции стержней соседние головки статора закрывают сухим листовым асбестом. Головку стягивают струбциной. Концы стыков опиливают и подгоняют, после чего устанавливают хомутик. В стыках проводников допускается местный зазор не более 2 мм. Хомутик головки обжимают и лобовые части стержня в местах сгиба головки раздвигают в обе стороны, чтобы припой зашел во внутреннюю часть головки. Во

избежание повреждения изоляции стержней пламенем газовой горелки головку покрывают мокрым асбестом, а изоляцию – стеклополотном.

Нагрев ведется горелкой № 6 или угольными электродами. Место стыка головок стержней посыпают флюсом и прогревают (температура около 850 °С) до полного его растекания. Нагрев головки до температуры плавления припоя проверяют прикосновением припоя к стержню (на расстоянии 10–15 мм от хомутика), отключив при этом нагрев. Припой подают сначала в зону хомутика, затем в зазор между полустержнями с одной стороны головки, пока припой появится с другой ее стороны, а затем в оставшиеся непропаянные места головки. Пайка считается законченной, если припой вышел наверх и заполнил все зазоры головки. Зазоры, не заполненные припоем, заполняют, добавляя припой с верхней стороны головки. После пайки все наплывы и острые кромки припоя удаляют опиловкой и обдувают всю поверхность сжатым воздухом.

Соединение стержней с наконечниками, применяемое в серийном турбогенераторе ТВФ-100-2, показано на рис. 4-17, б. Наконечники *3*, *4* соединяют до пайки болтом *5* и пропаивают припоем ПСр-15.

Соединение головок стержней обмотки статора турбогенераторов серии ТВВ. Для пайки головок стержней с водяным охлаждением применяется электропайка угольными электродами по следующей технологии:

Перед пайкой хвостовики наконечников головок, клинья и хомутик лудят, их поверхности обезжиривают чистой салфеткой, смоченной в бензине Б-70. Перед сборкой головки места пайки смачивают флюсом КЭ. На головке устанавливают хомутик с отверстием для подачи припоя в крайнее верхнее положение. В хомутик забивают (не до конца) медные клинья и обжимают его специальным приспособлением (рис. 4-18).

После обжатия встречные медные клинья окончательно забивают; при этом приспособления для обжатия не снимаются. Клинья в хомутике должны сидеть плотно; пользоваться дополнительными расклинивающими вставками не разрешается. Иногда торцы контактных приливов наконечников стержней не совпадают и в хомутиках образуются пустоты, заполняемые медными лужеными вставками. Лобовые части около наконечников временно изолируют асбестовой лентой (три-четыре оборота) и покрывают мокрым асбестом, не дойдя 8–10 мм до наконечника.

Для предохранения вытекания припоя из запаиваемой головки на ее нижнюю и боковые поверхности ставят облицовку из смоченного водой стеклополотна и устанавливают металлическую коробочку, закрепляя ее деревянными клиньями. По бокам головку обкладывают асбестовой массой или стеклополотном, смоченным водой. Снизу под головку заводят прокладку из асбеста и расклинивают ее от нижележащей головки. Вышележащая головка закрывается асбестовым полотном. Все штуцера наконечников должны быть закрыты технологическими пробками. На наконечник (ближе к изоляции лобовой части) надевают контактную пластину (рис. 4-19).

Место пайки разогревают графитовым электродом, плотно прижимая его к хомутику спаиваемой головки. Пайку ведут, пропуская ток около 400–600 А от трансформатора мощностью 16 кВ•А с напряжением на вторичной обмотке 14 В. Перед включением трансформатора необходимо подать воду в угледержатель (рис. 4-20).

Отводить электрод от хомутика в процессе пайки не разрешается. После 2–3 мин прогрева трансформатор отключают, угольный электрод убирают и в хомутик засыпают мелкотолченую канифоль. Нагрев ведется кратковременными включениями тока для равномерного распределения выделенного тепла по всей головке. Нагрев прекращают при температуре 185–250°С (для припоя ПОС-40), которую определяют прикосновением палочки припоя к наконечникам вблизи хомутика (припой должен плавиться).

Во избежание перегрева изоляции стержней время нагрева ограничивают до 5 мин. Подачу припоя ПОС-40 начинают, заполняя внутреннюю часть головки через технологическое отверстие в хомутике до появления припоя на его периферии. Затем припой подают во все замеченные непропаянные места до заполнения им всех зазоров и отверстия в

хомутике. Прожоги хомутика от электрода не допускаются. После охлаждения место пайки освобождают от асбеста и картона, излишки припоя и наплывов зачищают.

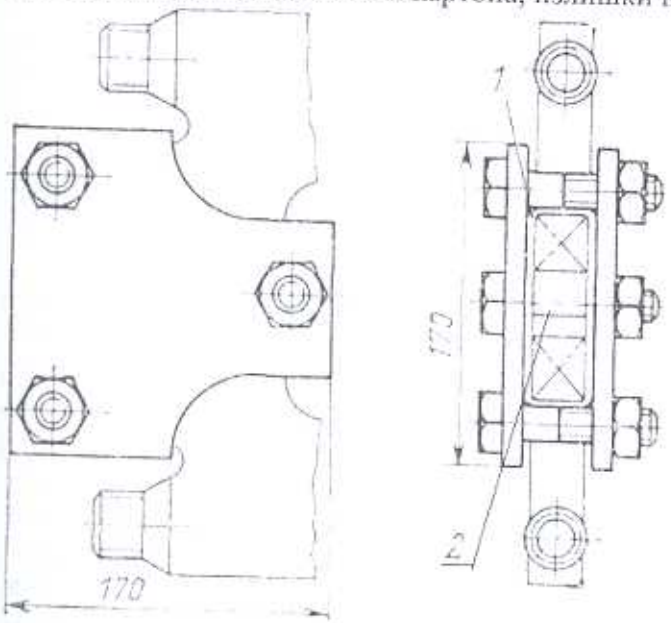


Рис. 4-18. Струбцина для обжатия хомутиков:
1 – хомутик; *2* – медные клинья

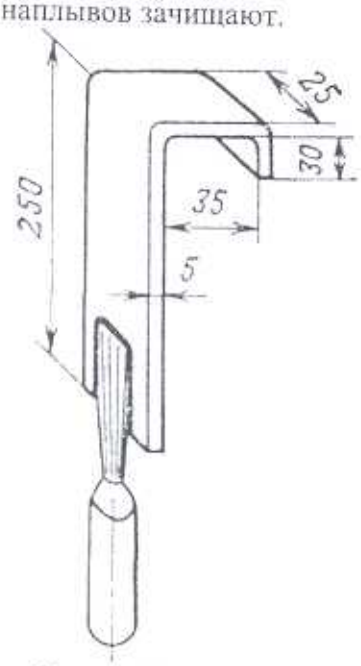


Рис. 4-19. Пластина контактная [1]

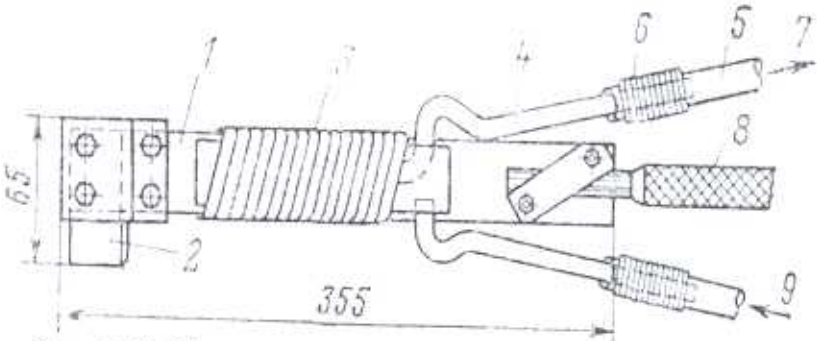


Рис. 4-20. Угледержатель с водяным охлаждением [1]:
1– угледержатель; *2*-угольный электрод; *3* – асбестовая лента; *4* – трубка медная; *5* – трубка резиновая; *6* – шпагат; *7* – отвод воды; *8* – кабель; *9* – подвод воды

Все загрязнения и углубления на поверхности паек проверяют тонкой проволочкой, определяя, является ли этот дефект наружным или отверстие проходит через всю пайку. Рекомендуется разрубить две-три пайки и проверить их монолитность, отсутствие пережогов и плотность прилегания хомутика к наконечникам. Возможные причины плохой пайки:

плотная пригонка головки (зазор менее 0,1 мм), препятствующая затеканию припоя; необходимо увеличить зазор между спаиваемыми поверхностями;

загрязнение стыкующихся поверхностей шва; необходимо повторить операцию по очистке и покрытию флюсом;

недостаточный прогрев места спая и быстрое затвердевание припоя;

неудачное расположение технологического отверстия в хомутике, что препятствует затеканию припоя; следует изменить расположение отверстия в хомутике.

Соединение элементарных проводников стержней обмоток турбогенераторов серии ТГВ в головках (выполняется газопламенной пайкой). Перед началом пайки концы элементарных проводников обезжиривают протиранием чистой салфеткой, смоченной

в бензине Б-70. Затем на указанные концы устанавливают специальное приспособление для обтяжки витков (см. рис. 12-89 в разделе 12), выставляемое по линии обреза изоляции. Для обеспечения номинальных размеров запаянной головки витки стягивают по сухарю струбцины до размеров 77 мм (ТГВ-200) и 70 мм (ТГВ-300) и по вентиляционным трубкам до размеров, соответственно, 254 и 275 мм. Превышение указанных размеров не позволит надеть на головку изолирующий резиновый колпак.

Во избежание обгорания изоляции в месте пайки необходимо закрыть всю лобовую часть асбестовой бумагой, а также установить на вентиляционные трубки стальные защитные козырьки толщиной 0,5 мм, предохраняющие их изоляцию от повреждения открытым огнем газовой горелки.

Витки стержней огибают по вставке приспособления для пайки, откусывают кусачками под соединение встык и придерживают в процессе пайки и застывания припоя. Стыки пайки витков следует располагать в шахматном порядке. При пользовании зубилом витки осторожно надрубают и отламывают, чем предохраняют лежащие ниже витки от повреждения.

Место спая подогревают пламенем газовой горелки до температуры 700–800 °С и посыпают флюсом. По мере растекания флюса к стыку витков подводят пруток припоя и держат его до расплавления, пока не заполнится весь стык между спаиваемыми поверхностями. При этом припой должен плавиться не от пламени горелки, а от прикосновения к нагреваемым проводникам. В процессе пайки головку необходимо уплотнять ударами молотка через текстолитовую прокладку.

При пайке проводников выводных шин турбогенераторов ТГВ-200 устанавливают гильзу, которую запаивают припоем ПСр-25. Качество пайки здесь контролируется через отверстие в гильзе. После охлаждения места пайки следует удалить защитные козырьки, приспособления и упаковку.

Соединение головок стержней турбогенераторов мощностью до 120 МВт включительно припоем марки ПМФОЦр 6-4-0,03. Для соединения головок стержней турбогенераторов мощностью до 120 МВт включительно ремонтные предприятия широко применяют циркониевый припой марки ПМФОЦр 6-4-0,03 ТУ-48-21-503-79. Пайка производится с помощью хомутика из отожженной меди по следующей технологии:

Головки стержней очищают от старой изоляции стальной щеткой. Изоляцию стержня у места пайки покрывают косынкой из стеклолакоткани и завязывают стеклолентой. Кусками сухого листового асбеста закрывают часть головок статора, предохраняя изоляцию соседних стержней от ожога пламенем горелки.

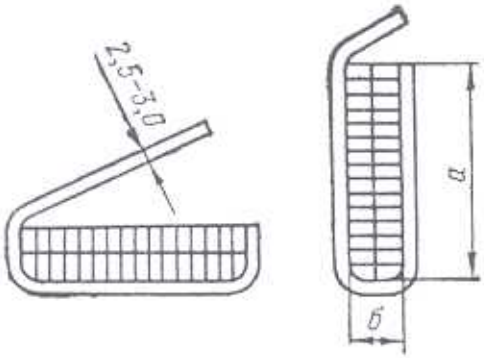


Рис. 4-21. Установка хомутика [1]:
а, б – высота, ширина неизолированной меди

Головку стягивают струбциной. После опиловки и подгонки концов стыков устанавливают хомутик, отгибая кверху его крышку (рис. 4-21). Укороченные проводники, не доходящие до хомутика, подпаивают припоем ПСр-45 к соседним проводникам. Число таких проводников не должно превышать 10% их общего количества во избежание ухудшения проводимости головки. Во избежание повреждения изоляции стержней пламенем газовой горелки и передаваемым по меди теплом головка покрывается мокрым асбестом, а изоляция – стеклополотном. Головки нагревают горелкой типа Г-3 (разд. 12), перемещая все время ее пламя для равномерного нагрева стыка. Место стыка головок стержней прогревают до температуры 550 °С (до светло-вишневого цвета), после чего пламя убирают и стык посыпают флюсом марки ПВ-209 (разд. 13). Затем продолжают нагрев до температуры 720–750°С, при которой жидкий флюс полностью

обволакивает поверхности стыка. Пламя убирают, место пайки промазывают палочкой припоя, который, растекаясь, заполняет зазоры.

После проверки заполнения стыка хомутик подогревают и загибают, затем обжимают его кузнечными клещами. После загибки и обжима хомутик необходимо пропаять по всему периметру. При этом вытекание припоя из хомутика недопустимо. По окончании пайки головку стержней необходимо быстро покрыть мокрым асбестом для интенсивного охлаждения. Продолжительность пайки не должна превышать 4–5 мин. После остывания пайки асбестовую массу снимают и пайку осматривают. Признак хорошо выполненной пайки – вогнутая внутрь хомутика поверхность припоя, отсутствие пор.

С поверхности пайки удаляют флюс. Пайку опиливают, удаляя острые концы, во избежание повреждения изоляции в дальнейшем.

Контроль качества пайки головок стержней статорной обмотки производят внешним осмотром, с помощью дефектоскопов вихретоковых или ультразвуковых и тепловизионной аппаратуры (методика описана в разделе 14). Кроме того, рекомендуется разрубить две-три пайки и проверить качество пайки. Прожоги хомутиков в местах пайки не допускаются. Дефектные пайки перепаивают.

4.6. Ремонт системы водяного охлаждения обмотки статора

Виды и причины повреждений системы охлаждения. Наиболее распространены повреждения системы охлаждения, связанные с появлением течи дистиллята. Течи появляются вследствие вибрации стержней и токоведущих частей, а также дефектов мест соединения элементов системы охлаждения (плохая пайка, пористость литого материала, некачественные ниппеля и др.). При длительной работе и (или) при нарушениях параметров водно-химического режима наблюдается коррозионный износ меди, который также приводит к появлению неплотностей. Течи выявляются как в процессе эксплуатации генератора по появлению пузырьков водорода в газовой ловушке (а также по росту количества водорода, поступающего в дистиллят), так и во время ремонта в процессе гидравлических испытаний конденсатом стержней и системы охлаждения обмотки статора (проверка герметичности – разд. 14).

Другой дефект системы охлаждения – увеличение ее гидравлического сопротивления вследствие закупорки проходного сечения трубок окислами меди (следствие коррозионного износа) и (или) примесями, осаждающимися из дистиллята. Этот дефект выявляется в процессе эксплуатации по повышению температуры дефектных стержней, а в процессе ремонта примеси и окислы удаляются при промывке гидравлического тракта стержней (Приложение 6).

Устранение течей системы охлаждения. Течи конденсата в местах соединения наконечников с элементарными проводниками и в коллекторе устраняются запайкой дефектных мест припоем ПСр-45 с применением флюса № 209. Технология пайки приведена выше.

Течи конденсата в наконечниках выводных стержней, вызванные пористостью литого материала наконечников, устраняют наплавкой припоя марки ПОС-40. Пайка тугоплавкими припоями (ПСр-45) может привести к образованию дополнительных мест утечек и не рекомендуется.

Течи конденсата в местах соединения штуцеров с ниппелями (в головках), вызываемые обычно повреждением конической поверхности ниппеля, устраняют притиркой пастой ГОИ конической поверхности дефектного ниппеля наконечником собственной соединительной трубки. При наличии заметных рисок пользуются притиром (разд.12, рис 12-105) также с пастой ГОИ. Если не удается устранить течь указанным способом, необходимо заменить арматуру.

При течи конденсата в полых элементарных проводниках верхнего стержня заменяют стержень новым. Для нижних стержней с указанным дефектом из-за высокой стоимости ремонта, связанного с его выемкой, целесообразно найти и запаять поврежденный проводник с обеих сторон.

Конструкция наконечников стержней обычно позволяет отыскать и заглушить поврежденный проводник без распайки или обрезки наконечников. Наконечники старой конструкции обрезают ножовкой, обеспечивая свободный доступ к полым проводникам. Обрезку производят в максимальном удалении от элементарных проводников во избежание повреждения.

Через специальное сопло, наружные размеры которого соответствуют сечению канала элементарного проводника, поочередно в каждый полый проводник стержня подают сжатый воздух с фреоном. Второй конец проверяемого проводника заглушают соплом-заглушкой (рис. 4-22).

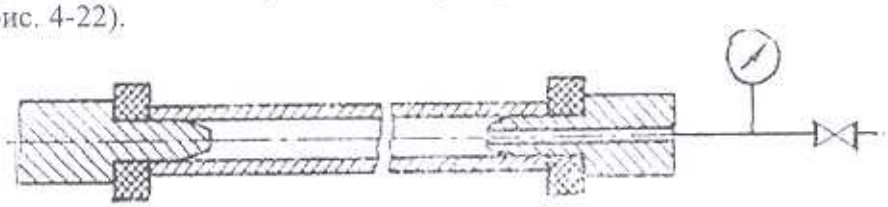


Рис. 4-22. Схема испытания для выявления дефектного полого проводника

Течь обнаруживают измерением падения давления, мыльной пеной или при помощи галоидного течеискателя. Дефектный проводник запаивают с обеих сторон припоем ПСр-15. Конец проводника при этом по возможности отгибают к стенке наконечника и через нее прогревают горелкой. Припой вводится внутрь через отверстие штуцера наконечника. В последние годы применяют технологию заглушения проводников путем нагнетания в проводник эпоксидного клея холодного отверждения ЭК-5 (разд. 13).

Срезанные части наконечника опиливают по внешнему периметру с фаской 1–2 мм, устанавливают на место, плотно прижимают и пропаивают припоем ПСр-45, применяя флюс № 209. Место пайки нагревают двумя автогенными горелками. Соответственно, наконечник нагревают горелкой № 6, а место пайки – горелкой № 4.

Разрешается заглушать в стержне один полый элементарный проводник во всех случаях и при определенных условиях – два полых проводника [13]. Ниже указаны недопустимые сочетания заглушаемых проводников.

Серия, тип турбогенератора	Расположение проводников, которые нельзя заглушать
ТВВ	Два соседних проводника в любом вертикальном столбце
ТГВ-200М	Два соседних проводника в любом вертикальном столбце, а также два крайних или средних проводника в верхнем и нижнем рядах
ТГВ-500	Два соседних проводника в любом вертикальном столбце, а также соседние проводники в верхнем и нижнем рядах

После заглушения проводников, имеющих течи, обмотку статора испытывают напряжением промышленной частоты, равным $U_{ном}$. Верхние стержни с двумя заглушенными проводниками заменяют во время ближайшего капитального ремонта. Нижние стержни, выдержавшие при капитальном ремонте испытание повышенным напряжением, могут быть оставлены в работе. Ремонт стержней с большим количеством дефектных проводников необходимо согласовать с заводом-изготовителем. Как правило такие стержни подлежат замене.

Устранение закупорок полых проводников стержней обмотки статора. При появлении признаков закупорок (заметное снижение расхода дистиллята против номиналь-

ного на работающем генераторе [15], повышение нагрева стержней обмотки статора[1]) рекомендуется в период ремонта промыть обмотку конденсатом с температурой 85–95°С. Конденсат прокачивают, разомкнув схему охлаждения в направлении, противоположном рабочему[2]. Через каждые 0,5 ч химическим анализом определяют солесодержание конденсата на входе и выходе из обмотки. Промывку прекращают при равенстве величин солесодержания конденсата на входе и выходе из обмотки. Подробно методика промывки тракта водяного охлаждения обмотки статора описана в Приложении 6.

Ревизия соединительных фторопластовых шлангов. Фторопластовые шланги осматривают на просвет при подсветке их фонарем или переносной лампой с целью определения степени загрязненности их внутренней поверхности. При промывке обмотки контролируют визуально с подсветкой загрязненность фторопластовых шлангов, оценивая качество промывки шлангов по степени их прозрачности (допускается наличие небольших пятен на поверхности). Проверяют отсутствие рисок и трещин на поверхности фторопласта и на поверхности ниппеля со стороны коллектора. Ниппель зачищают мелкой шкуркой и смазывают касторовым маслом. Отбраковывают фторопластовые шланги со значительными загрязнениями внутренней поверхности, которые не удалось устранить промывкой, и (или) с трещинами фторопласта, а также шланги с деформированным поперечным сечением. Далее фторопластовые шланги испытывают на прочность и герметичность водой, после чего проводят электрические испытания (раздел 14).

Ревизия водяных коллекторов начинается с осмотра изоляторов, к которым крепятся коллекторы. Изоляторы с трещинами заменяют новыми. Прочность и герметичность коллекторов проверяют опрессовкой водой под давлением (разд. 14) при полной замене обмотки статора, а при типовых ремонтах коллектора испытывают вместе с обмоткой статора.

Перед началом опрессовки следует убедиться, что концы дренажных труб расположены выше уровня расположенных рядом отверстий для присоединения шлангов. При несоблюдении указанного условия трубки перепаивают припоем ПСр-45 с применением автогенной горелки № 6. Отверстия в коллекторах закрывают заглушками с пластикатовыми прокладками. Коллекторы (напорный и сливной) соединяют резиновым шлангом с арматурой присоединения к коллекторам на концах. Один из проходных патрубков заглушают, а к другому присоединяют гидропресс с надежным вентилем. При заполнении коллекторов водой воздух выпускают через дренажные трубы. Герметичность коллекторов обеспечивается, если контрольный манометр не показывает падения давления.

Отыскание течи допускается также с помощью галоидного течеискателя при давлении воздуха с фреоном 0,3–0,4 МПа.

Ревизия водоподводов к коллекторам заключается в проверке состояния проходных изоляторов и их уплотнителей (аналогично тому, как это делается для выводов). Изоляторы с трещинами заменяют новыми. Восстановление газоплотности изоляторов относительно корпуса выполняется путем замены уплотнительных прокладок. Рекомендуется также дополнительное уплотнение зазора между проходным изолятором и корпусом статора силиконовым герметиком. Периодическую замену уплотнительных прокладок следует производить при капитальных ремонтах.

---

[1] Методика испытаний на нагревание и выявления стержней с повышенным нагревом описана в разд. 14.

[2] При промывке целесообразно проверять распределение расхода конденсата по ветвям охлаждения или по стержням (для генераторов 800 МВт и выше) путем измерения расхода портативным ультразвуковым расходомером (разд.14).

4.7. Ремонт соединительных шин

Необходимость ремонта соединительных шин определяется осмотром и испытаниями, которые проводятся вне статора. Шины с видимыми повреждениями изоляции или забракованные в результате электрических испытаний подлежат переизолировке.

Ремонт соединительных шин турбогенераторов серии ТВВ. Проходимость соединительных и выводных шин перед установкой на генератор испытывают продувкой воздухом (разд. 14).

Прочность и герметичность соединительных шин проверяют давлением воды 1,5 МПа в течение 10 ч (разд.14). При этом давление, контролируемое по манометру, не должно снижаться. Обнаруженные места течей (трещины) устраняют запайкой припоем ПСр-45[1]. После этого, если изоляция шин повреждена или не выдержала электрических испытаний, производится переизолировка. Шины переизолируют микалентой ЛМЧ-ББ толщиной 0,17 мм в полуперекрой, промазывая каждый слой лаком БТ-95, в соответствии с таблицей 4-2. Поверхность изолированных шин покрывают двумя слоями эмали ГФ-92ХК (или ХС).

Ремонт соединительных шин турбогенераторов серии ТГВ. Соединительные шины турбогенераторов ТГВ проверяют на проходимость воздухом, подаваемым через специальную насадку, с избыточным давлением 0,01 МПа на входе в каналы шин. Проходное сечение насадки выбирается равным сечению канала шины. Величины напора на выходе шин, при которых последние считаются годными, указаны в разделе 14.

Таблица 4-2. Изолировка выводных и соединительных шин турбогенераторов серии ТВВ

Номинальное напряжение, кВ	Минимальное число слоев			Двусторонняя толщина, мм
	Микалента ЛМЧ-ББ 0,17 мм в полуперекрой (1 на рис. 4-23, б)	Стеклолакоткань ЛСЭ 0,2 мм в полуперекрой (2 на рис. 4-23, б)	Лента стеклянная 0,2 мм в полуперекрой (3 на рис. 4-23, б)	
3,15	–	4	1	4,5
6,3	3	6	1	8,5
10,5	5	6	1	10,1
13,8	7	6	1	11,4
15,75	9	6	1	13,9
18,0	11	6	1	14,2
20,0	13	6	1	15,8

Закупорки внутренних каналов шин следует устранить: сначала снимают изоляцию с соединения шины с выводным стержнем, разбирают и распаивают выводную головку. Бандажи срезают и снимают детали крепления шин после предварительной маркировки. Затем дефектную соединительную шину снимают со статора и срезают с нее изоляцию. По конфигурации голой шины из большемерного электрокартона толщиной 2–3 мм или из жести изготавливают шаблон, необходимый в дальнейшем для рихтовки шины после пайки. В снятой шине высверливают заклепки, крепящие полушины, шину распаивают. Обе полушины разводят по всей длине, за исключением сваренных концов. Внутренний канал шины очищают от лака, припоя или других закупоривающих его предметов.

Для подготовки к пайке очищенных полушин снимают фаски на их наружных узких гранях в местах пайки и плотно сжимают полушины струбцинами. Обе половины шин склепывают медными заклепками и паяют между собой с двух сторон припоем ПМФОЦр-

[1] Шины мощных турбогенераторов с водяным охлаждением подвергаются воздействию повышенной вибрации, вследствие чего могут образоваться трещины на изгибах, чаще на внутренних углах. Трещины выявляются при контроле герметичности обмотки и удаляются пайкой припоем ПСр-45. Такие шины должны быть дополнительно закреплены и проверены на отстройку их частотных характеристик от резонанса.

6-4-0,03, заплавляя при этом латунью Л62 отверстия под концевые заклепки. При пайке принимают меры, исключающие возможность искажения формы соединительной шины и попадания припоя в ее внутренний канал. Образовавшиеся после пайки наплывы припоя следует опилить. Спаянные шины рихтуют по шаблону, подгоняют по месту (с учетом толщины корпусной изоляции).

Шины испытывают на газоплотность воздухом давлением 0,1 МПа. Шина считается пригодной при отсутствии течи на ее поверхности; обнаруженные течи устраняют. Затем производится серебрение выводных концов шин электролитическим способом. Во избежание повреждения посеребренные концы обертывают станиолем и бязевой салфеткой.

Испытывают гидравлическое сопротивление подготовленных к изолировке шин, проверяют отсутствие заусениц на их поверхности и протирают чистыми салфетками, смоченными в бензине Б-70.

Технология изолировки шин турбогенераторов серии ТГВ термореактивной изоляцией типа ВЭС-1. Поверхность шины на всей длине по периметру покрывают малярной кистью эпоксидным компаундом холодного отверждения (разд.13). Шину изолируют стекломикалентой ЛМР-СС (0,13х35) ГОСТ 4268-75 (40 слоев встык), плотно утягивая рукой через каждые два витка. При изолировке каждый слой промазывают компаундом холодного отверждения. Слои микаленты, накладываемые на перегибах шины, необходимо утягивать киперной лентой. Каждый следующий слой микаленты укладывают со сдвигом, равным половине ширины ленты. Концы шины на длине около 150 мм оставляют неизолированными.

Заизолированная микалентой шина дополнительно изолируется стеклолентой (0,2х25) ГОСТ 5937-68 в полуперекрой и бандажируется одним слоем фторопластовой ленты (0,1х50) встык во избежание прилипания стальных прокладок при опрессовке. Шину опрессовывают по широкой стороне с помощью планок и струбцин и выдерживают в течение 24 ч. Затем с шины снимают все опрессовочные планки, струбцины и фторопластовую ленту и ее поверхность дважды покрывают эмалью ГФ-92ХК. Шину испытывают повышенным напряжением (разд. 14).

Срок хранения переизолированных соединительных шин до установки их на статор не должен превышать 5 суток при температуре 15–30 °С.

4.8. Подготовка к использованию стержней обмотки статора заводского изготовления

Перед выводом турбогенератора в капитальный ремонт с полной или частичной заменой обмотки статора необходимо подготовить к укладке новые стержни заводского изготовления. Стержни тщательно осматривают, проверяют их размеры по чертежам, устраняют обнаруженные дефекты и испытывают.

Осмотр стержней. Осматривают покровную изоляцию, лаковое покрытие и полупроводящий слой контактного участка, проверяя отсутствие отслоений, морщин, трещин, разрывов, а также вздутия изоляции. Стержни с участками вздутой или отслоившейся от меди изоляции бракуют.

Плотность изоляции стержней определяют наощупь или постукиванием. Признаком неплотной (пухлой) изоляции является глухой звук.

Отслоения изоляции от меди (у стержней с термопластичной изоляцией), не обнаруженные внешним осмотром, выявляют при нагреве стержней перед укладкой. Такие стержни непригодны и подлежат замене.

Внешним осмотром проверяют также состояние элементарных проводников в головках стержней и отсутствие забоин и вмятин на резьбе штуцеров.

Проверка размеров новых стержней по чертежам. Размеры проверяют в пазовой части калибром (рис. 12-85) или штангенциркулем, а в лобовой части – штангенциркулем по высоте и ширине в шести местах и записывают в ремонтный журнал.

Корпусную изоляцию стержней с термореактивной изоляцией, превышающих по ширине номинальные размеры, необходимо соответственно уменьшить. Для этого стержень укладывают на козлы, с пазовой части снимают покровную изоляцию (асбестовую ленту). Обнажившуюся корпусную изоляцию осторожно срезают на необходимую величину, зачищают стеклянной шкуркой и восстанавливают покровную изоляцию на полупроводящем лаке.

Стержень с компаундированной изоляцией с шириной, большей, чем номинальная, необходимо опрессовать до номинального размера в горячей пресс-форме. Стержни с компаундированной изоляцией, ширина которых меньше номинальной на 0,5 мм и более, устанавливают в паз, прокладывая дополнительную миканитовую или стеклотекстолитовую прокладку. Если одновременно и высота стержня ниже номинальной, на стержень накладывают необходимое число слоев микаленты, предварительно сняв покровную изоляцию и нанеся на верхний слой микаленты полупроводящее покрытие. Покровную изоляцию затем восстанавливают.

Устранение обнаруженных дефектов. Повреждения покровной изоляции и наружного полупроводящего покрытия устраняют по технологии, изложенной в п. 4-3. Отслоения, морщины и трещины лакового покрытия устраняют зачисткой с последующим нанесением на восстановленные участки эмали ГФ-92ХК. Обломанные элементарные проводники в головках стержней наращивают припайкой отрезков таких же проводников припоем ПСр-45.

Замыкания между трубками и элементарными проводниками (для турбогенераторов серии ТГВ), обнаруженные у головок стержней, устраняют переизолировкой трубок стеклолакотканью ЛСКЛ 0,12х25 ГОСТ 10156-70 после осторожной раздвижки трубок.

Старую изоляцию стержней подсушивают лампами 0,5 кВт (шесть–восемь штук) с рефлекторами, подвешенными над стержнем (расстояние около 0,5 м) или в термостате. При этом температура на стержне не должна превышать 90°С.

Непролуженные места наконечников подлежат лужению. Наконечники тщательно зачищают до металлического блеска, обезжиривают и лудят припоем ПОС-40. Нагревают их электрическим током с помощью угледержателей или автогенной горелкой № 5.

В качестве флюса используют канифоль. Наконечники, плохо поддающиеся лужению, лудят с применением в качестве флюса хлористого цинка с последующей промывкой 10%-ным раствором кальцинированной соды и чистой водой. Повреждения отдельных ниток резьбы штуцеров устраняют прогонкой резьбы, используя вороток, показанный на рис. 4-23.

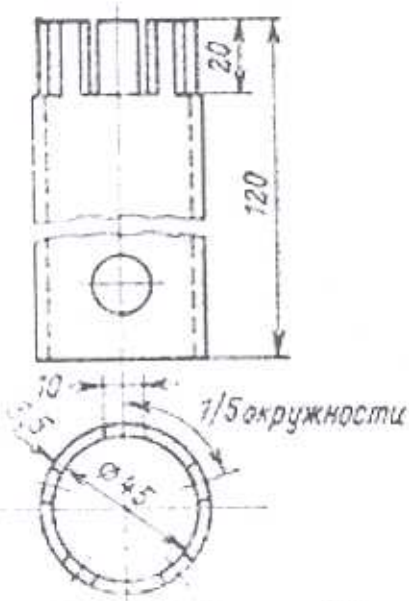


Рис. 4-23. Вороток [1]

Испытания новых стержней. Измеряют мегаомметром сопротивление изоляции стержней, затем изоляцию испытывают повышенным напряжением переменного тока (раздел 14), проверяя в затемненном помещении отсутствие коронирования. Проверка изоляции между отдельными трубками и каждым элементарным проводником (для турбогенераторов серии ТГВ) производится лампочкой 36 В.

Стержни испытывают на прочность и герметичность (турбогенераторы серии ТВВ) и на проходимость (водой для турбогенераторов серии ТВВ и воздухом для турбогенераторов серии ТГВ).

Порядок испытаний указан в разделе 14.

4.9. Ремонт обмотки статора с полной заменой стержней

Общие требования к ремонту обмотки статора перечислены в п. 4-1.

Подготовка к ремонту. Перед началом ремонта следует подготовить необходимые инструменты, приспособления и технологическое оборудование. Пригодность технологического оборудования и приспособлений, а также режим нагрева стержней и их головок для укладки в паз и для пайки проверяют на отбракованных стержнях.

Применяемый для пайки припой ПОС-40 отливают в прутки диаметром 6–8 мм. Для бандажировки лобовых частей подготавливают стеклошнур ШЭС диаметром 3 мм СТУ 79-117-63, окуная мотки шнура на 5–6 мин в лак № 447, разведенный до вязкости 15–18 с по вискозиметру ВЗ-4. Разбавителем служит смесь бензина Б-70 с толуолом (пропорция 1:1). Мотки шнура вынимают и после стекания лака и высушивания их на воздухе до легкого отлипания разматывают и разрезают на заготовки необходимой длины. Заготовки шнура рекомендуется нарезать из расчета не более, чем на сутки работы (пересушенный стеклошнур образует вредную стеклянную пыль и преждевременно истирается).

Прокладки на дно паза и между стержнями заранее подготавливают, нарезая их из стеклотекстолита СТ-1, толщиной 0,5; 1 и 2 мм, погружая их в лак № 57 и высушивая на воздухе в течение 6 ч. Затем прокладки вторично покрывают тщательно перемешанным лаком № 57 и сушат на воздухе в течение 6 ч, после чего помещают в печь и выдерживают при температуре 110–120 °С в течение 24 ч. Измеренное после сушки поверхностное сопротивление прокладок должно лежать в пределах 10^4–10^6 Ом. Пазовые прокладки можно изготовить также из полупроводящего стеклотекстолита марки СТЭФ-П ТУ 16.503-043-70.

При полной или частичной смене обмотки статора часть деталей используют повторно. Необходимость замены изоляции отдельных деталей решают по результатам внешнего осмотра и испытаний. При наложении микаленты каждый слой промазывают лаком БТ-99; каждые один – два слоя микаленты затягивают чистой киперной лентой. Стеклоткань нарезают полосами шириной 25–30 мм под углом 45° к основе и при наложении плотно и равномерно затягивают. Все концы защитной стеклоленты зашивают ниткой. Изолированные детали покрывают двумя слоями эмали ГФ-92ХС кистью или пульверизатором. Применять микаленту, лакоткань с пониженной электрической прочностью без сертификата запрещается. При ремонте обмотки с термореактивной изоляцией следует применять стеклослюдинитовую ленту и (или) стеклоленту с пропиткой в соответствии с конструкторско-технологической ремонтной документацией или указаниями завода-изготовителя.

Новые и отобранные для повторной укладки стержни, подготовленные к использованию согласно требованиям п.4-8, укладывают пазовой частью на козлы (рис. 4-24), лобовые части предохраняются от провисания подпорками; число козел (обычно четыре-пять) зависит от длины стержня. Опорные поверхности шириной не менее 100 мм должны быть обшиты резиной или войлоком.

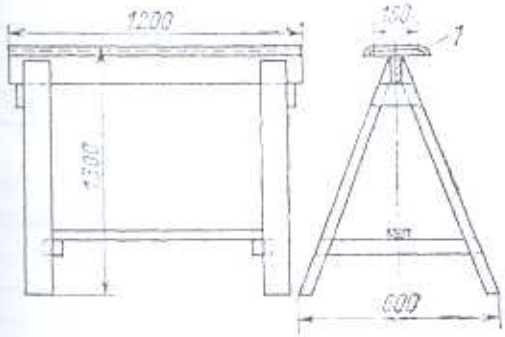


Рис. 4-24. Козлы [1]:
1 – войлочная обшивка на длине 1200 мм

При подготовке к укладке стержней с термореактивной изоляцией (турбогенераторы типа ТГВ-300) необходимо произвести калибровку двух стержней до размера сечения пазовой части $123^{+0,5}$x$38,4^{-0,4}$ мм на длине 5950^{+20} мм (указанные стержни укладывают последними в верхнем и нижнем ряду).

Технология калибровки стержней. Выдержавшие испытания повышенным напряжением стержни укладывают на изолировочные стойки. С пазовой части стержней на длине 5950^{+20} мм

снимают асбестовую ленту и три-четыре слоя микаленты, уменьшая корпусную изоляцию на 1–1,2 мм. Поверхность изоляции пазовой части и крайние витки неснятой асбестовой ленты протирают чистой салфеткой, смоченной в спирто-бензиновой или спирто-толуоловой смеси, и промазывают двумя слоями лака № 9000. Отрезки асбестовой ленты, пропитанные лаком № 9000 и высушенные в течение 20–30 мин, накладывают на пазовую часть одним слоем впритык; их концы закрепляют ниткой. Изолированный стержень покрывают лаком № 9000 и сушат на воздухе в течение 24 ч. Проверку размеров уточненных стержней производят калибром.

Непосредственно перед укладкой стержни с термопластичной изоляцией прогревают до 85–90°С в течение 40–50 мин, подавая на них непосредственно напряжение промышленной частоты от нагревательного трансформатора. Рекомендуемая плотность тока в стержне равна 2–3 А/мм^2 (ток около 6000 А). Сокращать время нагрева путем увеличения плотности тока не рекомендуется из-за возможного повреждения изоляции. До укладки концы элементарных проводников стержней тщательно очищают и отрихтовывают.

При полной замене обмотки нагрев стержней целесообразно производить в термостате (показан на рис. 12-78 в разделе 12), что позволяет обеспечить одновременный нагрев восьми–десяти стержней. Стержни турбогенераторов с водяным охлаждением можно нагревать также паром по схеме, показанной на рис. 12-79. Регулируют температуру пара в пределах 130–135°С. Режим нагрева должен обеспечить скорость подъема температуры на поверхности лобовых частей 2–2,5 °С/мин (85–90°С за 35–40 мин). Нагрев ведут по одному стержню. Стержни с термореактивной изоляцией перед укладкой не нагревают.

Ремонт кронштейнов и шинодержателей. Кронштейны и шинодержатели с обнаруженными вмятинами, трещинами и стертыми местами, а также не выдержавшие испытаний повышенным напряжением подлежат замене.

В деталях, очищенных от старой изоляции, опиливают заусеницы, скругляют острые кромки. Затем их протирают салфетками, смоченными в бензине Б-70, покрывают лаком БТ-99 и изолируют согласно требованиям, указанным в табл. 4-3.

Таблица 4-3. Изолировка кронштейнов и шинодержателей

Номинальное напряжение, кВ	Минимальное число слоев					Двусторонняя толщина, мм
	Микалента ЛМЧ-ББ 0,17 мм в полуперекрой (1 на рис. 4-25)	Стеклолакоткань ЛСЭ 0,2 мм в полуперекрой (2 на рис. 4-25)	Лента стеклянная 0,2 мм в полуперекрой (3 на рис. 4-25)	Прокладка стеклотекстолита СТЭФ-1, 0,5 мм (4 на рис. 4-25)	Лента стеклянная 0,2 мм в полуперекрой (5 на рис. 4-25)	
3,15	2	2	1	2	–	4,2
6,3	3	4	1	–	–	6,7
10,5	5	4	1	–	–	8,2
13,8	7	4	1	–	–	9,5
15,75	7	5	1	3	1	13,6
18,0	8	6	1	3	1	15,5
20,0	9	6	1	3	1	16,3

После просушки электрическую изоляцию кронштейнов и шинодержателей испытывают повышенным напряжением (см. разд. 14). Отверстия под шпильки на шинодержателях пробивают после испытаний повышенным напряжением.

Конструкция кронштейнов и шинодержателей показана на рис. 4-25.

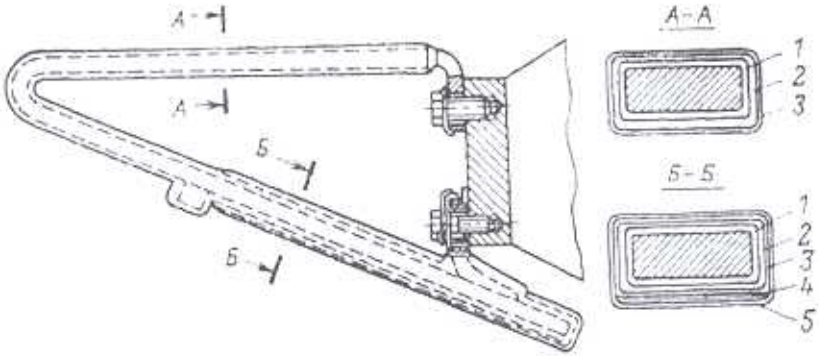


Рис. 4-25. Изоляция кронштейнов и шинодержателей [1] (позиции указаны в табл. 4-3)

В настоящее время на мощных генераторах применяются массивные стеклотекстолитовые кронштейны, не требующие изолировки (например, разд.1, рис. 1-46).

Ремонт бандажных колец. Бандажные кольца с поврежденной хотя бы в одном месте изоляцией или пробитой при испытании полностью переизолируются. Бандажное кольцо укладывают на козлы, снимают старую изоляцию, а кольцо зачищают до металлического блеска. Все заусенцы удаляют, острые кромки запиливают радиусом не менее 2 мм. Осматривают сварку стыка кольца. При необходимости место стыка проваривают электросваркой.

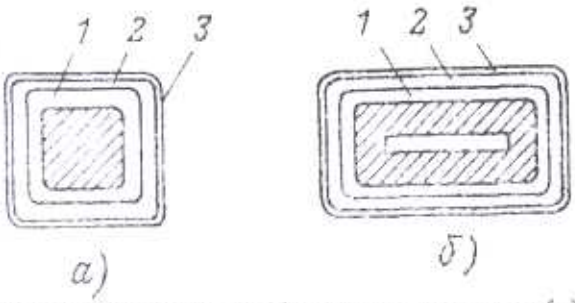


Рис. 4-26. Изоляция бандажного кольца (*а*), выводных и соединительных шин (*б*) [1] (позиции указаны в табл. 4-3)

Зачищенное бандажное кольцо покрывают лаком БТ-99 и изолируют согласно табл. 4-4. После этого изоляцию бандажных колец испытывают повышенным напряжением на электрическую прочность. Изоляция бандажных колец, а также выводных и соединительных шин показана на рис. 4-26.

На бандажных кольцах со старой изоляцией, выдержавшей испытание, заменяют поверхностный защитный слой стеклоленты. Старую стеклоленту снимают, кольца тщательно протирают чистыми салфетками, смоченными в бензине Б-70, новую стеклоленту дважды покрывают эмалью ГФ-92ХК.

Таблица 4-4. Изолировка бандажных колец

Номинальное напряжение, кВ	Минимальное число слоев			Двусторонняя толщина, мм
	Микалента ЛМЧ-ББ 0,17 мм в полуперекрой (1 на рис. 4-26, а)	Стеклолакоткань ЛСЭ 0,2 мм в полуперекрой (2 на рис. 4-26, а)	Лента стеклянная 0,2 мм в полуперекрой (3 на рис. 4-26, а)	
3,15	–	4	1	4,5
6,3	3	6	1	8,5
10,5	4	6	1	9,2
13,8	5	6	1	10,0
15,75	6	6	1	10,7
18,0	8	7	1	13,1
20,0	10	8	1	15,4

В настоящее время на мощных генераторах с термореактивной изоляциией применяются стеклотекстолитовые бандажные кольца, не требующие изолировки.

Ремонт концевых выводов и соединительных шин приведен соответственно в п.п. 4-4 и 4-7.

Ремонт деталей крепления обмотки. Старые, снятые с генератора дистанционные прокладки, распорки и клинья очищают от грязи, масла, промывают в бензине и просушивают. Детали, имеющие сколы, трещины и вмятины, бракуют. Взамен отбракованных деталей изготовляют новые в количестве более 20 % от нормального комплекта.

Ремонт деталей соединения головки (для турбогенераторов серии ТВВ). Хомутики и клинья соединения обмотки рихтуют и выправляют. Хомутики рихтуют на оправке (рис. 4-27), осматривают (особенно в месте сварного шва) и при необходимости пропаивают припоем ПСр-45. Для удобства подачи припоя в процессе пайки головок все хомутики размечают в соответствии с положением, занимаемым ими на статоре. По выполненной разметке в них просверливают отверстие диаметром 10 мм (рис. 4-28), располагая его в верхней области хомутика. Хомутики и клинья необходимо пролудить припоем ПОС-61 в тигле с электрическим нагревом при температуре 180–190°С. Во избежание окисления расплавленный припой посыпают толченым древесным углем.

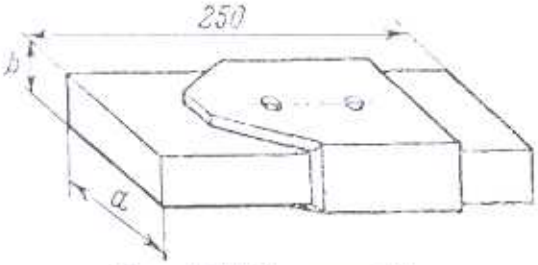


Рис. 4-27. Оправка [1]

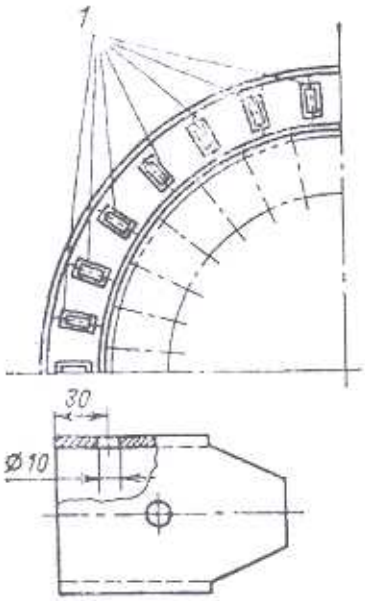


Рис. 4-28. Разметка и сверление хомутиков [1]:
1 – места сверления отверстий

Хомутики и клинья очищают напильником и наждачной бумагой, обезжиривают в бензине Б-70, покрывают флюсом КЭ (канифоль 20–25 % и этиловый спирт 80–75 %), подогревают до температуры плавления полуды (180 °С) и кратковременно погружают в расплавленный припой (полуду); затем их вынимают и охлаждают.

Подготовка статора к укладке обмотки. После выемки старых стержней из статора удаляют остатки изоляции, тщательно очищают его от масла и грязи, протирают сухими салфетками, продувают сжатым воздухом и очищают пылесосом. Перед укладкой обмотки осматривают узлы подвески сердечника в корпусе статора и при необходимости ремонтируют. Осматривают также активную сталь и проверяют плотность ее прессовки, устраняя при необходимости дефекты зубцов, как указано в п. 4-2. Производят проверку, подготовку и ремонт термосопротивлений (термопреобразователей сопротивления) согласно п. 4-10.

После ревизии и ремонта активную сталь статора испытывают на нагрев и удельные потери (раздел 14), проверяют и обновляют нумерацию пазов в соответствии с чертежом, отмечают краской пазы, предназначенные для укладки термометров сопротивления и выводных стержней, после чего пазы и расточку статора покрывают одним – двумя слоями лака БТ-99.

Установка кронштейнов бандажных колец и шинодержателей. Кронштейны крепления бандажных колец устанавливают на своих местах и приболчивают. Одну из лап кронштейна устанавливают на изоляции. С помощью приспособления 1 (рис. 4-29) на

кронштейны выставляют бандажные кольца. Положение бандажных колец при их установке контролируют шаблоном 2, изготовленным в соответствии с чертежными размерами крепления лобовых частей обмотки (раздел 2, табл. 2-24). При полной затяжке болтов крепления кронштейнов все бандажные кольца должны плотно опираться на все кронштейны.

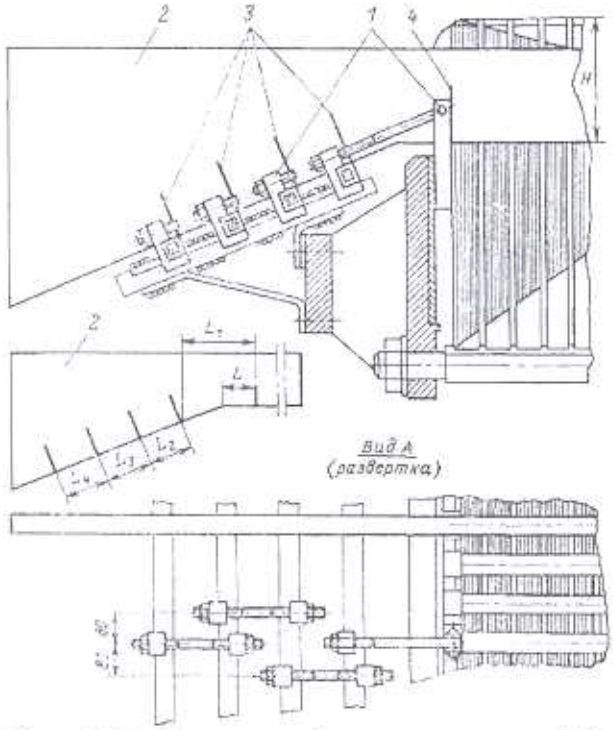


Рис. 4-29. Установка бандажных колец [1]:
1 – приспособление для установки бандажных колец; *2* – шаблон; *3* – риски, определяющие положение бандажных колец; *4* – риска, определяющая границу активной стали статора; *H* – высота паза статора

Одна из лап кронштейна крепится неизолированным болтом. Проверку изоляции крепления кронштейна производят, вывернув указанный болт и подложив под эту лапу прокладку из стеклотекстолита толщиной 0,5 мм. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром 1000 В; минимальное значение его 1 МОм. После проверки изоляции болты устанавливают на место и контрят.

Оставив на месте приспособления для установки бандажных колец, подгоняют и крепят бандажами (лавсановым шнуром) упорные колодки между кольцами.

Затем приспособление для установки бандажных колец снимают и проверяют окончательное положение бандажных колец. Результаты записывают в журнал ремонта. Бандажи покрывают лаком ГФ-962. Шинодержатели устанавливают на свои места, крепят и шплинтуют. Выводные шины в шинодержателях (если они не снимались) фиксируют временным креплением.

Укладка обмотки.

Непосредственно перед укладкой тщательно осматривают паз статора на отсутствие забоин, вмятин, распушения сегментов активной стали и смещений распорок в вентиляционных каналах, а также посторонних предметов. Продувают паз сжатым сухим воздухом и очищают пылесосом (мягкой щеткой). После очистки на дно ранее отмеченных пазов, согласно заводскому чертежу или ремонтной документации, укладывают термопреобразователи сопротивления (термосопротивления) и прокладки на дно паза.

Подготавливают прокладки для установки их между стержнями и на верхнем стержне.

Место установки прокладок	Материал прокладок для турбогенераторов ТВВ и ТГВ:	Укладка в паз на клее
Дно паза	Препрег ППМ-3, обернутый стеклолакотканью ЛСЭ	Клей №88 Н ТУ38.105.1051 – 76
Между стержнями	Стеклотекстолит толщиной 2–3 мм; с обеих сторон – препрег; все это обернуто стеклолакотканью ЛСЭ	Клей №88 Н
На верхнем стержне	Полупроводящий стеклотекстолит	–
Под пазовый клин	Стеклотекстолит СТ-I	–

В верхних пазах прокладки на дне фиксируют от выпадения липкой лентой ЛСКЛ. Углы паза выкладывают по торцам стальной лентой толщиной 0,5 мм во избежание по-

вреждения покровной изоляции стержня. Для определения положения головок стержней нижнего ряда к нажимной плите или к торцу корпуса статора с обеих сторон крепят технологические гребенки (рис. 4-30); их применение ускоряет и повышает качество укладки обмотки, поскольку каждая головка занимает сразу свое окончательное место. На установленной гребенке маркером отмечают пазы с выводными стержнями.

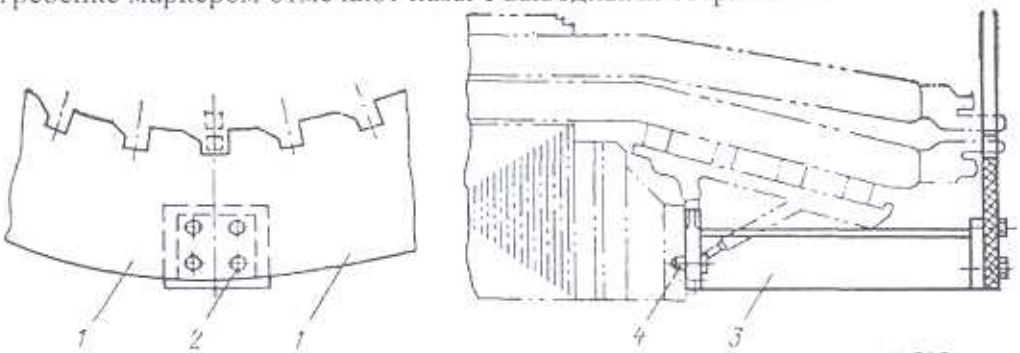


Рис. 4-30. Гребенка для ориентирования головок нижних стержней [1]:
1 – сегменты; *2* – болты; *3* – кронштейн; *4* – болты

После укладки стержней нижнего ряда и бандажировки лобовых частей *к* бандажным кольцам гребенки снимают, а при укладке стержней верхнего ряда ориентируются по наконечникам уложенных стержней нижнего ряда.

При отсутствии гребенки с торца статора маркером наносят нумерацию пазов, отмечают пазы с выводными стержнями и термосопротивлениями.

Укладку стержней начинают с пазов, расположенных в нижней половине статора. Подготавливают к укладке три нижних и два верхних стержня в качестве подгоночных. В соседний с выбранным для укладки первого стержня паз устанавливают пять домкратов (рис. 12-80) – два по краям и три равномерно вдоль паза.

С помощью шаблона (рис. 4-31) на обеих сторонах стержня маркером намечают торцы активной стали статора, что облегчает симметричную укладку стержня в паз. Размечают по шаблону, сверяя с чертежом, и бандажируют лавсановым шнуром к стержням концевые распорки в местах выхода стержней из паза. Бандаж покрывают лаком ГФ-962.

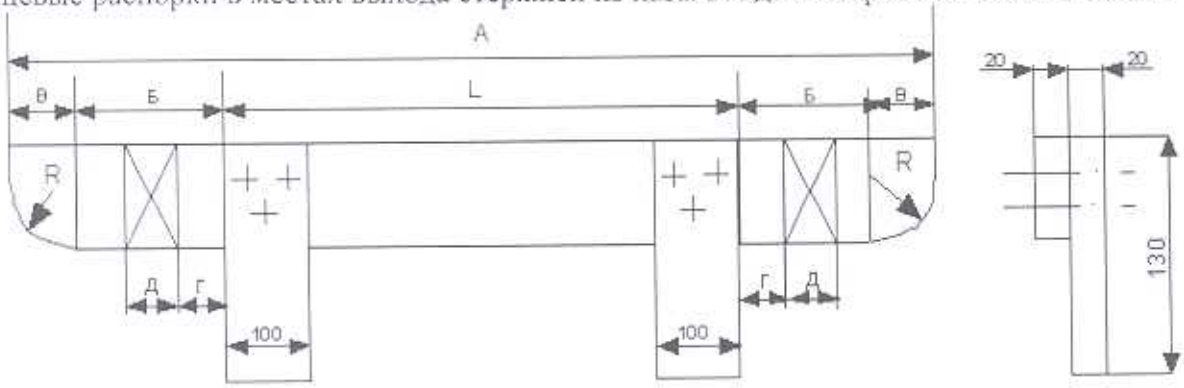


Рис. 4-31. Шаблон для разметки стержня:
А – длина прямолинейной части стержня; Б – вылет прямолинейной части стержня от активной стали; В – переход от прямолинейной части стержня к дуге; Г – расстояние от торца активной стали до концевой распорки; Д – ширина концевой распорки; L – длина активной стали статора; R – радиус закругления стержня в месте перехода от прямолинейной части стержня к дуге

Стержень с термопластичной изоляцией нагревают до температуры 85–90 °С одним из указанных выше способов. Контроль температуры производят ртутными термометрами, прибандажированными к лобовым частям стержня асбестовой или стеклянной лентой.

Штуцера наконечников стержней турбогенераторов серии ТВВ должны быть:

закрыты технологическими заглушками (рис. 4-32) до нагрева;

открыты во время нагрева;

закрыты технологическими заглушками по окончании нагрева вплоть до установки водосоединительных трубок и шлангов.

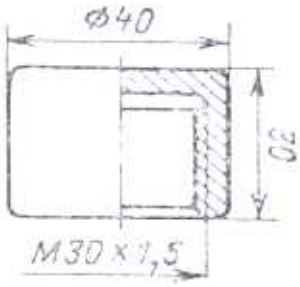


Рис.4-32. Технологическая заглушка [1]

Пазовую часть нагретого стержня натирают миканитовым мылом или парафином. Стержни турбогенераторов с термореактивной изоляцией, укладываемые в холодном состоянии, также натирают парафином.

Нижнюю часть расточки статора покрывают резиновым ковриком, транспортерной лентой или картоном толщиной 1–2 мм. По мере укладки стержней лобовые части также закрывают резиновыми ковриками.

Стержни с изоляцией всех типов в расточку статора вносят на специальной Г– образной доске во избежание деформации стержня или его поломки.

Стержень, внесенный в расточку, ставят относительно паза по меткам, отмечающим торцы активной стали статора, и равномерно заводят в паз, осаживая его сначала усилием рук обмотчика, затем с помощью домкратов и осадочной доски, осаживают равномерным нажатием пяти домкратов на дно паза «усилием от руки». Осадочная доска изготавливается из дерева твердых пород длиной, равной длине паза плюс 100 мм, шириной, равной ширине паза минус 2 мм. Под осадочную доску на стержень подкладывают полосу толщиной 2 мм из картона.

Лобовые части стержня осаживают усилием рук обмотчика на бандажные кольца. Контролируют с помощью шаблона (рисунок 4-33) положение лобовых частей: размер вылета головки А ст. В и Б ст. Т (эти размеры указаны в разделе 2, табл. 2-24); расстояние головки до расточки статора в радиальном направлении и шаг по головкам. Полученные размеры сверяют с чертежом.

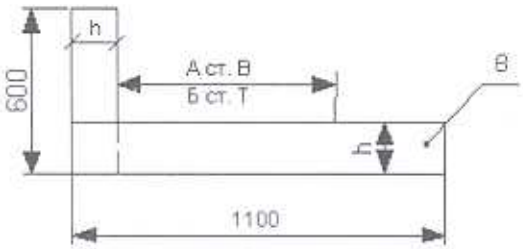


Рис. 4-33. Шаблон вылета лобовых частей обмотки:

А и Б – вылеты лобовых частей обмотки; *h* – высота стержня; *в* – ширина паза минус 2 мм

Проверяют прилегание стержня ко дну паза. Щуп 0,3 мм не должен проходить между стержнем и прокладкой на дне паза на длине более 200 мм от торца активной стали статора.

Проверяют наличие и величину зазора между стержнем и бандажными кольцами. Допустимая величина зазора – не более 5 мм. При необходимости перемещают бандажные кольца по кронштейну или (и) выполняют дообработку бандажных колец. Зазор между стержнем и бандажным кольцом заполняют препрегом или набором прокладок из стеклотекстолита толщиной 0,5 мм и миканита толщиной 0,2–0,3 мм, склеенных между собой лаком ГФ-962 или эпоксидно-резольным клеящим лаком. Миканитовые прокладки укладывают к стержню и к бандажному кольцу.

При укладке подогретых стержней турбогенераторов (с термопластичной изоляцией) головки первого стержня укладывают в соответствии с заводскими чертежом, выдержав расстояние от торца активной стали статора и расположив головки против соответствующего паза или зуба по шаблону. При наличии технологической гребенки головку стержня устанавливают в соответствующий вырез. Лобовые части осаживают вниз до упора на бандажные кольца ударами молотка через специальную подушку или притягивают к бандажным кольцам с помощью деревянного рычага или струбцины.

Во избежание случайных перемещений уложенного стержня при укладке последующих, первый стержень с наружной стороны закрепляют временными упорными колодками, установленными на каждое бандажное кольцо и прибандажированными лавсановым шнуром.

Проверяют щупом боковой зазор между стержнем и стенкой паза. При величине зазора более 0,3 мм стержень уплотняют полупроводящим стеклотекстолитом, предпочтительно волнообразным. Уплотнение производят прокладками полупроводящего стеклотекстолита длиной 150–200 мм, оставляя зазоры между прокладками по длине паза не более 40 мм. Прокладки по возможности устанавливают с набегающей стороны стенки паза по вращению ротора.

Уплотнение стержня в пазу производят до бандажировки стержня в лобовой части в следующей последовательности:

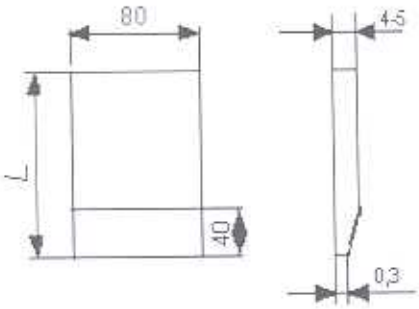


Рис. 4-34. Клин технологический для уплотнения стержня в пазу:
L –глубина паза минус 10–20 мм

1) Стержень в пазу расклинивают с набегающей стороны стенки паза пятью-шестью технологическими клиньями из стеклотекстолита марки СТЭФ (рис. 4-34). При зазоре более 0,3 мм вместе с клином устанавливают полупроводящую прокладку необходимой толщины.

2) После отжатия стержня в зазоре устанавливают полупроводящие прокладки. Установку прокладок начинают от середины сердечника статора к торцам. Уплотнение пазов, расположенных в верхней части расточки статора во избежание провисания стержня осуществляют при расклиновке по очереди каждой половины паза по длине расточки.

3) Уплотнение стержня в пазу от торца активной стали на длине 350–450 мм производят до установки дистанционных распорок в лобовой части. Уплотнение этих участков осуществляют по месту с обеих сторон стержня.

4) После уплотнения стержня технологические клинья вынимают и щупом контролируют качество уплотнения обмотки. Щуп толщиной 0,3 мм и шириной 40 мм не должен входить между стержнем и прокладкой, между прокладкой и пазом, а также между противоположной стенкой паза и стержнем.

5) В процессе уплотнения боковых зазоров между стержнем и стенкой паза проверяют прилегание стержня ко дну паза на длине 200 мм от торца активной стали с обеих сторон статора.

Поджатие (формовку) лобовых частей следующих стержней (начиная со второго) ведут при помощи домкратов (рис. 12-77). Не снимая домкратов, бандажируют с помощью игл (рис. 4-35) лобовые части стержней к бандажным кольцам лавсановым шнуром, между шнуром и поверхностью стержня устанавливают прокладку из 4–5 слоев стеклоткани, пропитанной эпоксидно– резольным клеящим лаком. Наложенные бандажи из лавсанового шнура пропитывают лаком ГФ-962. Бандажи, выполненные стеклошнуром, пропитывают лаком БТ-99. Затем устанавливают и бандажируют распорные клинья на выходе из паза, после чего снимают осадочные приспособления и домкраты. При укладке нагретых стержней приспособления и домкраты снимают после остывания обмотки.

Стальную ленту, уложенную на выходе из паза при подготовке статора к укладке обмотки, извлекают, а стержень временно закрепляют пазовым клином и встречными деревянными клиньями.

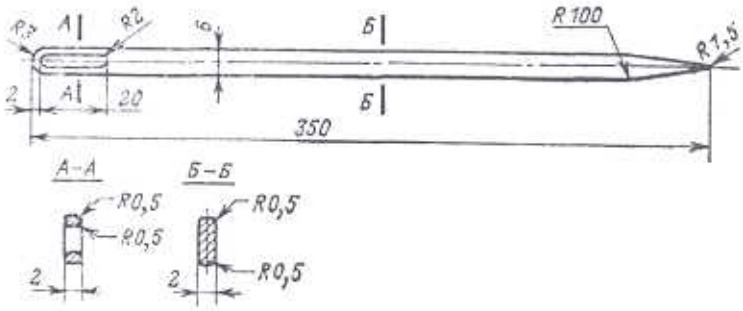


Рис. 4-35. Игла для вязки бандажей лобовых частей обмотки статора

Стержни турбогенераторов ТГВ-300 запрещается прижимать к кронштейнам; образующийся зазор устраняют, передвигая кронштейны к стержням. Иногда у стержня, не полностью посаженного в паз, лобовые части упираются в кронштейн. Такой стержень вынимают и опускают кронштейны.

Убедившись в правильной укладке первого нижнего стержня, устанавливают второй стержень. Бандажируют лобовые части; устанавливают между ними дистанционные распорки и бандажируют одновременно к стержням и бандажным кольцам, в промежутках между бандажными кольцами бандажируют только к стержням. Продольный бандаж на дистанционные распорки накладывают без захода его на бандажное кольцо. При вязке бандажа в несколько нитей каждую нить утягивают отдельно.

На расстоянии шага подготавливают паз для укладки верхнего стержня. Вместо нижнего стержня в паз устанавливают деревянную планку-заполнитель с высотой, равной высоте нижнего стержня, длиной, равной длине паза плюс 50 мм, и шириной, равной ширине паза минус 2 мм. Проверяют соответствие головок уложенных верхних и нижних стержней, а также соответствие чертежу величины вылета лобовых частей. Верхний стержень и заполнитель вынимают из паза.

Остальные нижние стержни укладывают в указанном порядке.

В турбогенераторах ТГВ-300 последним укладывают тщательно высушенный, уменьшенный по толщине стержень, который заносят в расточку статора и вкладывают лобовой частью со стороны турбины в зазор, между ранее уложенными стержнями. Домкрат при этом устанавливают на выходе из паза со стороны турбины. Стержень со стороны турбины опускают в паз на 1/3 его высоты домкратом. Постепенно перемещая стержень вдоль паза, добиваются его входа в зазор между лобовыми частями ранее уложенных стержней со стороны контактных колец (при необходимости следует отпустить домкрат со стороны турбины). Затем устанавливают домкрат на стороне контактных колец и опускают эту сторону стержня на 1/3 высоты паза; устанавливают дополнительно три домкрата равномерно вдоль паза и осаживают стержень на дно паза.

В процессе укладки последнего стержня допустима незначительная плавная натяжка его головки со стороны контактных колец веревочной скруткой. После укладки стержня устанавливают распорные клинья и дистанционные колодки; испытывают его повышенным напряжением и бандажируют в соответствии с заводским чертежом. Бандажи покрывают лаком БТ-99, а домкраты снимают. По ширине последнего стержня (уменьшенной толщины) на всю длину паза устанавливают стеклотекстолитовую прокладку толщиной 1 мм, покрытую полупроводящим лаком, и пять пар встречных клиньев.

Если указанным способом установить стержень не удается, приподнимают два-три ранее уложенных стержня на 1/2 высоты паза статора, фиксируют их в этом положении деревянными подкладками и подвязывают находящуюся на весу лобовую часть. Обра-

зующийся при этом увеличенный зазор в лобовых частях облегчает укладку последнего стержня.

Испытания изоляции стержней высоким напряжением проводят после их остывания отдельными группами в процессе укладки. Испытываемые стержни изолируют от корпуса листами миканита или резинового пластиката.

Проверка герметичности стержней (турбогенераторы серии ТВВ). Герметичность стержней нижнего ряда проверяют галоидным течеискателем с помощью приспособления, указанного на рис. 4-36. После подсоединения кислородного шланга к стержню (со стороны турбины) давление фреона поднимают до 0,01–0,02 МПа; в стержень подают воздух и поднимают давление до 0,4 МПа при температуре не ниже 16 °С.

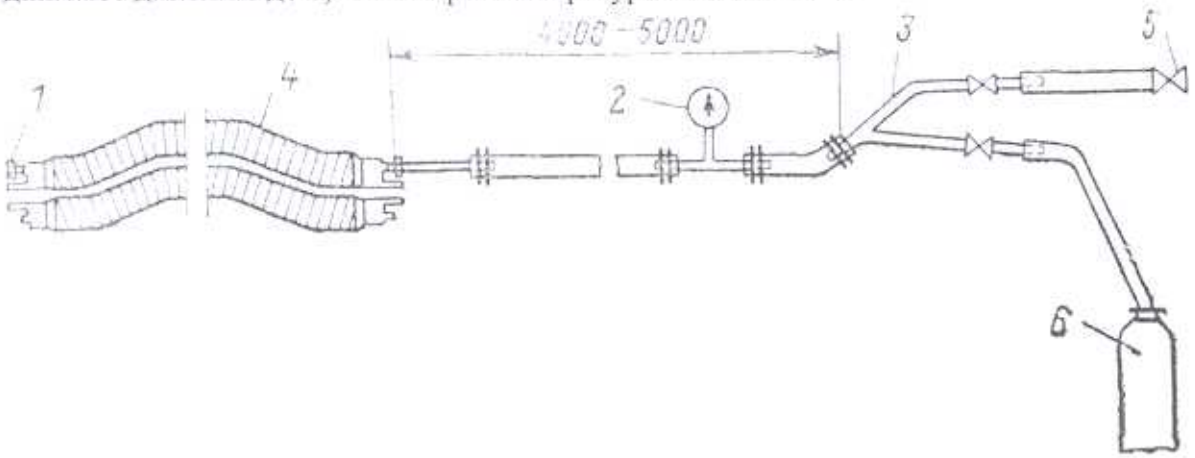


Рис. 4-36. Проверка герметичности стержней течеискателем:
1 – заглушка; *2* – манометр; *3* – автогенная горелка; *4* – стержень обмотки статора; *5* – от воздушной магистрали; *6* – фреон-12

Давление воздуха с фреоном не должно превышать 0,5 МПа во избежание перехода фреона в жидкое состояние (при более высоком давлении и температуре ниже 16 °С). Баллон с фреоном-12 нужно расположить не ближе 5–6 м от статора. Необходимо обеспечить плотность всех соединений приспособления.

Возможные течи в месте припайки наконечника к стержню и штуцера к наконечнику устраняют подпайкой припоем ПСр-45 с флюсом № 209. Дефектные стержни рекомендуется заменить (при наличии резервных).

В лобовых частях обмотки все бандажи из стеклошнура пропитывают лаком БТ-99, а бандажи из лавсанового шнура – лаком ЭР1-30 РС (смесь 1:1 лаков ЭР1-30 и бакелитового лака ЛВС).

После просушки бандажи дважды покрывают эмалью ГФ-92-ХК.

После окончательной укладки нижних стержней проверяют исправность цепей нижнего ряда термосопротивлений, продувают лобовые части нижних стержней и пазы статора сухим сжатым воздухом и очищают пылесосом. Затем головки нижних стержней обертывают кабельной бумагой, а их лобовые части покрывают двумя слоями эмали ГФ-92-ХС с последующей сушкой на воздухе.

Перед укладкой верхнего ряда стержней проверяют отсутствие посторонних предметов в пазах статора. Размечают пазы под укладку верхних выводных стержней и термосопротивлений. Подготавливают термосопротивления: производят их припайку, изолировку мест соединений, проверяют отсутствие обрыва цепей и сопротивление изоляции в соответствии с п. 4-10.

На нижний стержень в отмеченном месте укладывают стеклотекстолитовые прокладки, покрытые полупроводящим лаком, и термосопротивления, проверяя их положение по заводским чертежам (раздел 2, рис. 2-12, табл. 2-25). Перед укладкой верхнего ряда стержней на лобовой части нижних стержней устанавливают междурядные дистанционные прокладки; их располагают строго над соответствующими бандажными кольцами и

закрепляют к нижним стержням (для турбогенератора ТГВ-300 устанавливаются междуплоскостные стеклотекстолитовые колодки). Верхние стержни укладываются аналогично нижним стержням.

Для турбогенераторов серии ТВВ положение наконечников верхних стержней по мере укладки необходимо ориентировать по наконечникам нижних стержней. После посадки стержня в паз устанавливают соединительные хомутики, в которые забивают временный стальной клин.

При укладке верхних стержней необходимо обращать внимание на выкладку головок, с тем, чтобы обеспечивался зазор между головками по чертежу за счет соответствующей вымостки под стержень. Головку верхнего стержня при этом необходимо ориентировать по нижним стержням.

После укладки в паз как нижних, так и верхних стержней турбогенераторов серии ТГВ проверяют отсутствие в них замыканий между вентиляционными трубками, трубками и элементарными проводниками напряжением 36 В.

После укладки в паз нижних и верхних стержней турбогенераторов серии ТВВ проверяют их герметичность галоидным течеискателем, продувая каждую трубку сухим сжатым воздухом.

При укладке всех стержней должно быть обеспечено:

плотное прилегание нижних стержней к бандажным кольцам (для турбогенераторов ТГВ-300 к кронштейнам), а верхних – к междурядным дистанционным прокладкам (для ТГВ-300 к колодкам);

минимальное отклонение аксиального положения стержня относительно торца активной стали сердечника – не более ±2 мм против нормального;

номинальные зазоры в лобовых частях согласно заводским чертежам;

точное совпадение головок нижних и верхних стержней, а также выводных стержней с соединительными шинами (допустимое отклонение не более 10 мм); не рекомендуется совмещение головок со значительным усилием во избежание излома изоляции стержней;

фиксирование головок между собой с помощью специального приспособления для рихтовки головок (рис. 4-37);

максимальное расхождение торцов контактных приливов наконечников верхних и нижних стержней – 10 мм;

плотная установка дистанционных колодок в зазоре между стержнями;

плотная утяжка бандажей (ослабленные витки недопустимы);

отсутствие повреждений покровной асбестовой ленты на выходе из паза и в лобовых частях.

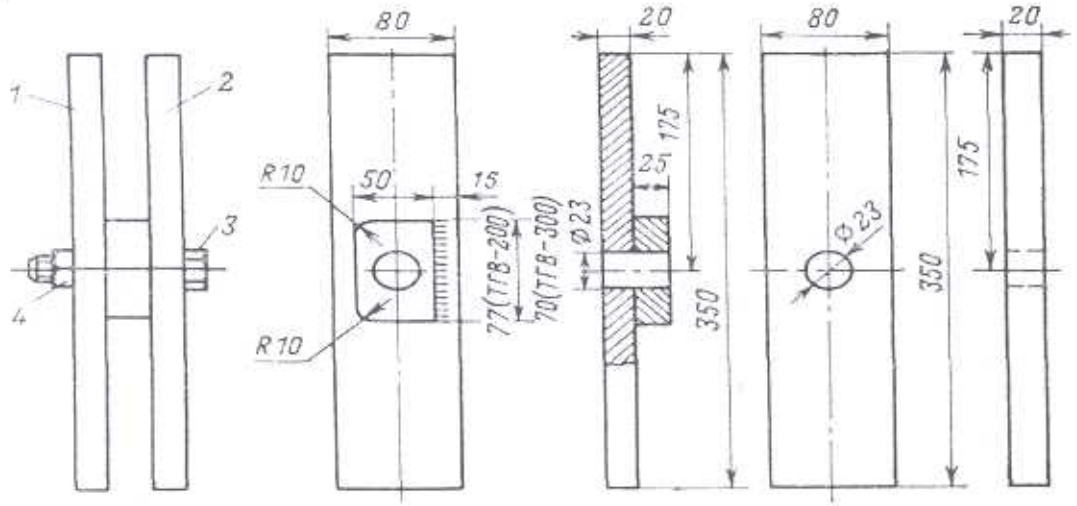


Рис. 4-37. Приспособление для рихтовки головок:
1, 2 – планка; *3* – болт; *4* – гайка М20

Испытание изоляции повышенным напряжением производится согласно требованиям, указанным в разделе 14.

Заклиновка обмотки. Заклиниваемый паз продувают сухим сжатым воздухом и очищают пылесосом. Внешним осмотром тщательно проверяют отсутствие повреждений активной стали и покровной асбестовой ленты стержней. Равномерно по длине паза устанавливают пять домкратов и осаживают ими стержни в пазу через нажимную планку.

Зазоры между боковыми поверхностями верхних стержней с термореактивной изоляцией и стенками паза уплотняют боковыми прокладками из полупроводящего стеклотекстолита СТЭФ-П.

Непосредственно на стержень укладывают встык прокладки толщиной 1–2 мм из полупроводящего стеклотекстолита СТЭФ-П или из стеклотекстолита СТ-1 с полупроводящим покрытием максимально возможной длины. Плотную заклиновку обеспечивают дополнительной укладкой под каждый клин прокладки из стеклотекстолита СТ-1 с длиной, равной длине клина.

Заклиновку ведут с обеих сторон паза к середине статора, передвигая клинья ударами молотка через текстолитовую выколотку (показана в разделе 12 на рис. 12-87)[1]. Клинья устанавливают в пазу встык, обеспечивая совпадение поперечных прорезей в клиньях с радиальными вентиляционными каналами. Направление (уклон) указанных прорезей должно соответствовать направлению потока охлаждающего газа. Клинья не должны выступать из паза внутрь расточки статора в зоне укладки монтажного листа, устанавливаемого при вводе ротора. В остальных пазах клинья, выступающие из паза больше, чем на 2 мм, вынимают из паза, проверяют состояние их заплечиков и уменьшают до необходимого размера, выполняя эту работу вне статора. Выступающие из торца паза подклиновые прокладки обламывают заподлицо с концевым клином.

В торцевых зонах на длине 600 мм с каждой стороны клинья устанавливают на клее № 88 следующим образом:

укладывают полупроводящую прокладку максимальной длины на стержень и приклеивают к ней остальные уплотняющие прокладки под клином, склеенные также между собой;

скосы паза под клин при забивке клина промазывают клеем и устанавливают под него прокладку[2].

Плотность установки клина считается достаточной, если при простукивании по всей длине клин издает однородный (без дребезжания) звук. Плотность установки проверяют у всех клиньев.

При модернизации статора рекомендуется установка пазовых клиньев, выступающих в расточку статора по проекту ЦКБЭнергоремонт (с изменениями и дополнениями предприятия «Ростовэнергоремонт»), которая позволяет среднюю температуру обмотки ротора понизить на 12–14°С за счет повышения теплоотдачи с поверхности ротора и увеличения расхода воздуха в турбогенераторе.

После заклиновки верхние и нижние стержни совместно испытывают повышенным напряжением, проверяют термосопротивления и термопроводку, испытывают активную сталь на нагрев и потери (методика испытаний приведена в разделе 14) и запаивают места соединений (п. 4-5).

Замена обмоток статоров турбогенераторов типа Т, ТВ, ТВФ с термопластичной изоляцией на обмотку с термореактивной изоляцией. с последующей опрессов-

---

[1] При заклиновке пазов происходит деформация крайних сегментов зубцов с отгибом их в вентиляционные каналы (из-за плотного прилегания клиньев к опорным поверхностям зубцов). По окончании заклиновки необходимо такие сегменты исправить и прижать их оправкой к зубцам, предварительно смазав их эпоксидным лаком.

[2] Если конструкторской документацией предусмотрено дополнительное крепление концевых клиньев бандажом, последний должен быть установлен.

кой и запечкой. Основные дополнительные технологические рекомендации по подготовке и проведению замены обмотки статора:

1) Концевые пакеты активной стали статора перед укладкой стержней промазывают эпоксидным компаундом холодного отверждения;

2) Все детали, выполненные из асботекстолита, заменяют на детали из стеклотекстолита СТЭФ-1.

3) Кронштейны, бандажные кольца, соединительные и выводные шины изолируют стеклослюдинитовой лентой ЛСК-110СТ с перекрытием ½ ширины ленты, при необходимости промазывая через слой компаундом К-110 или эпоксидно-резольным клеющим лаком ЭР1-30РС. Число слоев выбирают в зависимости от двухсторонней толщины изоляции, указанной в таблицах 4-2, 4-3, 4-4, но не менее суммарного числа слоев, указанного в этих таблицах. На верхний слой накладывают стеклоленту и запекают при температуре $130^{\pm 10}$ °С в течение 36 ч. В отдельных случаях запечку изоляции кронштейнов, шинодержателей, бандажных колец, соединительных и выводных шин производят одновременно с запечкой обмотки. После запечки эти узлы покрывают эмалью ГФ-92ХС (красная). При запечке совместно с обмоткой статора эмаль на детали наносят после окончания изолировки.

4) Установку бандажных колец выполняют с учетом полос препрега толщиной 2 мм и шириной 35 мм, которые крепятся к бандажным кольцам стеклянной лентой 0,2х25 мм впритык.

5) Толщину стержня в пазовой части обеспечивают с зазором 0,5–0,8 мм для свободного перемещения в пазу и сохранения полупроводящего покрытия при укладке.

6) Дообрабатывают по толщине с учетом толщины препрега распорки и клинья на выходе из паза, распорки для крепления выводных шин, дистанционные распорки для крепления обмотки в лобовой части; очищают их, покрывают лаком ЭР1-30Р и высушивают при температуре $130^{\pm 10}$ °С в течение 1–2 ч.

7) Прокладки полупроводящего стеклотекстолита на дне паза, между стержнями и на верхнем стержне выполняют по возможности целыми по длине.

8) Каждый стержень в пазу уплотняют в процессе укладки до бандажировки его в лобовой части путем установки в зазор между стержнем и стенкой паза (по возможности с набегающей стороны по вращению ротора) прокладки из волнистого или плоского полупроводящего стеклотекстолита.

9) До уплотнения боковых зазоров в пазу после укладки стержня с обеих сторон торца активной стали замеряют щупом зазор между нижним стержнем и прокладкой на дне паза. Щуп толщиной 0,3 мм не должен проходить на глубину более 200 мм от торца стали[1].

10) Дистанционные распорки, обернутые препрегом толщиной 2 мм, армированным стеклотканью пропитанной лаком ЭР1-30Р, устанавливают и бандажируют после уплотнения стержня в пазу. В отдельных случаях дистанционные распорки выполняют составными, проложив между ними один слой препрега.

11) Межслоевые прокладки («колбаски») между нижним и верхним рядом стержней выполняют из стеклотекстолита марки СТЭФ-1 толщиной 2,0 мм с укладкой полос препрега толщиной 2 мм с внешней и внутренней стороны каждой прокладки. Полосы с прокладками крепят стеклолентой ЛЭС-0,2 впритык. Количество прокладок подбирается в соответствии с конструкторской документацией. «Колбаски» устанавливают на нижние стержни против бандажных колец и бандажируют к нижним стержням лавсановым шнуром, прокладывая в местах касания шнура со стержнем стеклоткань, пропитанную лаком ЭР1-30Р и сложенную в четыре-пять слоев.

---

[1] Для проверки отсутствия зазора под нижним стержнем (а также между верхним и нижним) рекомендуется использование эндоскопа (видеоскопа), вводимого в вентиляционный канал, а также контроль податливости стержня с измерением перемещения часовым индикатором.

12) Дистанционные распорки бандажируют одновременно к стержням и бандажным кольцам, а в промежутках между бандажными кольцами бандажируют только к стержням. Увязку лобовых дуг выполняют при зажатой домкратами пазовой части. Продольный бандаж на распорки накладывают в четыре нитки, при этом разрешается вязка бандажа без захода его на бандажное кольцо. Узлы вяжут с переходом через обе петли.

13) Бандажи верхних и нижних стержней промазывают эмалью ГФ-92ХС (красная) со стороны расточки по узким сторонам стержня, захватывая распорку для склеивания.

14) На каждом стержне перед укладкой в местах выхода его из паза устанавливают распорки, обернутые препрегом толщиной 2 мм, армированным стеклотканью, пропитанной лаком ЭРI-30Р, и бандажируют лавсановым шнуром. После укладки и бандажировки в лобовых частях всех нижних стержней устанавливают между распорками клинья, обернутые препрегом толщиной 2 мм, армированным стеклотканью, пропитанной лаком ЭР1-30Р. При установке обращают внимание на обеспечение плотного крепления каждого стержня на выходе из паза. Бандажировку клиньев выполняют в соответствии с конструкторской документацией и промазывают её эмалью ГФ-92ХС (красная) по узким сторонам стержня, захватывая клин и распорку со стороны расточки для склеивания. Процедуру повторяют для верхних стержней.

15) Между выводными шинами устанавливают распорки, обернутые препрегом толщиной 2 мм, армированным стеклополотном с пропиткой лаком ЭР1-30Р.

16) Изолировку головок стержней выполняют стеклослюдинитовым полотном и лентой ЛСК-110 СТ[1]. Количество слоев и двухсторонняя толщина выбираются в соответствии с табл. 4-8. Замазку изготавливают из асбеста и лака ЭРI-30РС. Из полотна нарезают полосы шириной 70 мм и длиной, равной четырем периметрам стержня в месте выхода его из основной изоляции. Каждую полосу складывают вчетверо, разрезают по краям и сдвигают слои один относительно другого на 5 мм. Таким набором оборачивают нижний стержень в месте выхода из основной изоляции до радиуса закругления головки и утягивают этот набор полос стеклослюдинитовой лентой ЛСК-110СТ 0,2х30х2000 мм, сложенной вдвое с перекрытием 1/2 ширины ленты двумя проходами. Таким же образом изолируют на верхнем стержне место выхода из основной изоляции до радиуса закругления головки.

Нарезают полосы из стеклослюдинитового полотна толщиной 0,2 мм, шириной, равной ширине головки, и длиной, равной четырем периметрам хомутика на головке. Складывают полосу в четыре слоя и на стороне, равной ширине головки, посередине делают надрезы длиной 60–80 мм с обеих сторон. Набор полос укладывают на середину головки и временно бандажируют лентой от смещения. Надрезанные концы полос загибают по внутренней стороне головки; с наружной стороны головки загибают полосы по узкой стороне головки, а затем по боковым поверхностям – вовнутрь. Изолируют головку, начиная от середины, тремя проходами слюдинитовой ленты ЛСК-110СТ 0,2х30 длиной 4000 мм, сложенной вдвое с перекрытием 1/2 ширины ленты с заходом на ранее заизолированные места. Общее количество слоев выбирают по табл. 4-7 или по конструкторской документации. Ленту при изолировке утягивают вручную по мере наложения и промазывают компаундом К-110 или лаком ЭРI-30РС через слой. Утягивают головку слюдинитовой лентой с пленкой ЛСК-110 ТПл 0,13х(20–30) мм – 2 слоя с перекрытием 1/2 ширины ленты. Поверхность головки промазывают лаком ЭРI-30РС и утягивают одним слоем стеклоленты ЛЭС 0,2х25 мм с перекрытием 1/2 ширины. Концы ленты пришивают по узкой стороне стержня.

17) Изолировку выводных головок выполняют слюдинитовой лентой марки ЛСК-110СТ 0,13 мм с перекрытием 1/2 ширины ленты (ширину определяют по месту) и промазывают компаундом К-110 или лаком ЭР1-30РС через слой. Число слоев ленты – по конструкторской документации или по данным о двухсторонней

[1] Головки генераторов ТВФ изолированы коробками из АГ-4 (рис. 4-42).

толщине изоляции, приведенным в табл. 4-7. При изолировке обеспечивают заход не менее половины слоев ленты на основную изоляцию стержня и шины. Ленту при изолировке утягивают вручную по мере наложения. Концам изоляции придают форму конуса.

18) Запечку изоляции обмотки статора, препрега в лобовой части выполняют одним из следующих способов:

а) Нагрев от постороннего источника переменного тока. В качестве постороннего источника переменного тока используют один из генераторов электростанции, который работает на общие шины с ремонтируемым генератором. Турбина, приводящая во вращение генератор, должна иметь возможность работы в режиме, близком к холостому ходу (по инструкции завода – изготовителя турбины). После сборки схемы генератор разворачивают до 3000 об/мин. Регулируя ток возбуждения генератора, устанавливают ток в цепи «генератор – запекаемая обмотка статора» в соответствии с режимом запечки. Необходимо иметь в виду при определении плотности тока в стержне, что, если схема запекаемой обмотки статора соединена в звезду, то по стержням статора протекает ток, измеряемый амперметрами генератора, а если схема запекаемой обмотки статора соединена в треугольник, то по стержням статора протекает ток $I_л/3$, где $I_л$ – ток, измеренный амперметрами на генераторе. Схема соединений обмотки статора питающего генератора значения не имеет.

Сборка схемы запечки и регулировка тока выполняется персоналом электростанции. Величину напряжения на питающем генераторе определяют в каждом отдельном случае с учетом индуктивного сопротивления запекаемой обмотки статора и других элементов схемы (например, трансформаторов). Обычно, оно составляет не более 40–50% от номинального напряжения генератора.

б) Нагрев от постороннего источника постоянного тока при последовательном соединении запекаемой обмотки статора. Фазы запекаемой обмотки статора соединены последовательно для того, чтобы по всем фазам, а при наличии параллельных ветвей – также и по всем ветвям – протекал один и тот же ток. Источник питания – резервный возбудитель или статический выпрямитель. Максимальное значение тока в процессе прогрева обмотки и запечки определяют, исходя из плотности тока не менее 2 А/мм^2 в стержнях запекаемой обмотки статора. Необходимо также иметь в виду возможность увеличения тока на 20–30 % кратковременно (на 2–3 часа). Схему соединения обмотки для прогрева и запечки определяют в каждом отдельном случае, исходя из выбранного источника тока и других местных возможностей.

В процессе нагрева и запечки обмотки контролируют величину тока и напряжения на обмотке, а также температуру обмотки в пазовой и лобовой частях. Температуру обмотки в пазовой части определяют по штатным (заложенным в паз) термосопротивлениям, а температуру обмотки в лобовой части – по специально установленным термопарам (3–6 штук) с каждой стороны. Схема расположения датчиков термоконтроля находится у дежурного по запечке. Приборы, указывающие температуру и снабженные переключателями, устанавливают на отдельных стойках, расположенных у генератора со стороны турбины и со стороны возбудителя (рис. 4-38). На столе у дежурного по запечке, расположенном у генератора со стороны возбудителя, устанавливают вольтметр и амперметр (контроль подводимого напряжения и тока), телефон оперативной связи, кнопки аварийного отключения источника тока и калориферов.

Контроль температуры обмотки в период прогрева производят через каждые 30 мин, в период запечки – через каждый час. Запись показаний ведут в журнале дежурств.

В лобовые части перед запечкой устанавливают образцы, изготовленные из изоляционного материала (стеклотекстолита, гетинакса), на которые намотана лента ЛСК-110СТ. Толщина изоляции равна толщине корпусной изоляции стержня. По истечении времени запечки образцы осматривают и при отсутствии замечаний к монолитности изоляции запечку прекращают.

19) Подготовка генератора к запечке. С двух сторон статора в расточку устанавливают заглушки, изготовленные из дерева и обитые с двух сторон асботканью. Заглушки закрепляют с помощью стеклотекстолитовых клиньев между заглушками и железом статора или привязывают их стеклолентой к обмотке. Заглушку по наружному диаметру желательно выполнить по форме концевых пакетов железа статора. Устанавливают заводские нижние половины щитов. Верхние половины щитов изготавливают из дерева, обшивают асботканью с внутренней стороны, устанавливают и с помощью 5–6 болтов крепят к корпусу генератора. Предусматривают удаление летучих веществ из корпуса в процессе запечки. Для улучшения нагрева и более равномерной запечки изоляции лобовых частей подготавливают две электрокалориферные установки мощностью 70–90 кВт с вентиляторами: №№ 4-6 (большее значение – для крупных машин), обеспечивающих температуру воздуха на выходе 140–150°С. На всасывающий патрубок вентилятора устанавливают фильтр (сетку), а на выходной воздуховод устанавливают дроссельную заслонку и сетку. Воздуховод вентилятора проходит через отверстие в полущитах (для вала ротора) и уплотняется асботканью. Электрокалориферы расположены с обеих сторон генератора, как указано на рис. 4-38. При необходимости (в зимнее время и при наличии сквозняков) применяют утепление корпуса статора асбополотном.

20) Обмотку нагревают до 80 °С (по максимальному показанию одного из термосопротивлений) и выдерживают при этой температуре в течение двух часов, обеспечив в процессе нагрева разность температур между обмоткой и активной сталью статора не более 30 °С. Затем поднимают температуру обмотки до 90 °С в течение часа и выдерживают при этой температуре один час. Поднимают температуру обмотки до 100 °С в течение часа и выдерживают при этой температуре два часа. Аналогично поднимают температуру обмотки ступенями до 110 °С, 120 °С и до 130 °С и выдерживают на каждой ступени по два часа. Поднимают температуру обмотки до 140°С в течение часа и, поддерживая температуру обмотки 140_{-10}°С, производят запечку обмотки в течение 24 ч (не менее) – для генераторов напряжением до 10,5 кВ включительно и 48 часов (не менее) – для генераторов напряжением 13,8 кВ и более.

В процессе запечки разность температур между обмоткой и активной сталью статора должна быть не более 30 °С, температура активной стали статора – не более 110 °С по термосопротивлениям, уложенным на дно паза при любом способе нагрева.

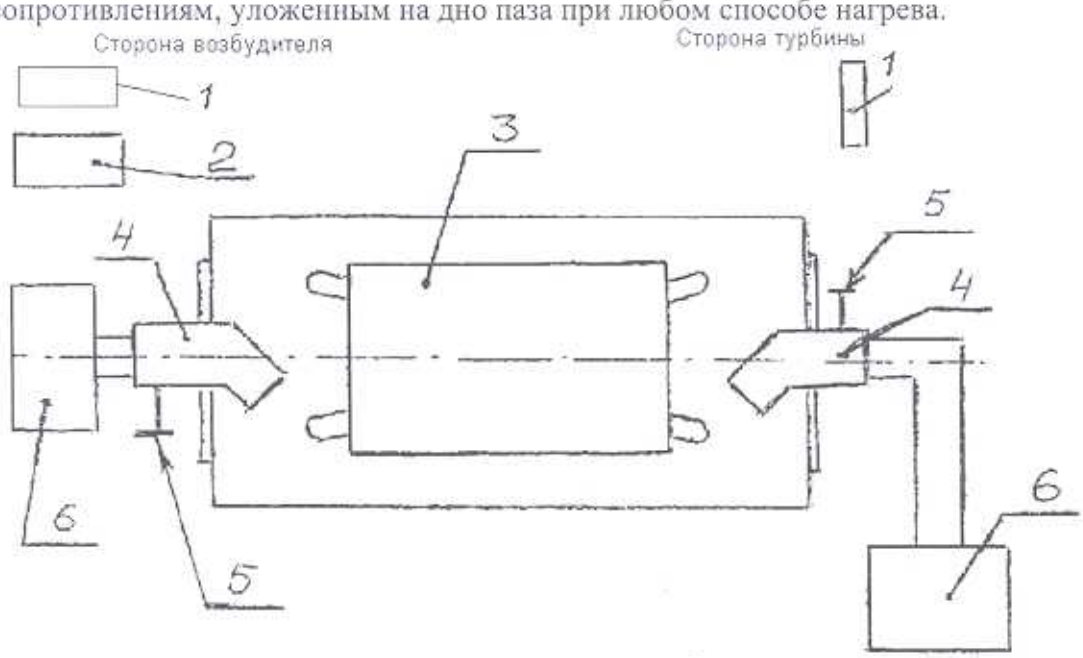


Рис. 4-38. Схема установки дополнительного оборудования для запечки изоляции лобовых частей обмотки статора:

1 – стойка с приборами; *2* – стол дежурного; *3* – статор турбогенератора; *4* – воздуховод; *5* – ручка поворота воздуховода; *6* – электрокалорифер

После запечки производят испытания обмотки статора в соответствии с требованиями, приведенными в разделе 14. Производят контроль обмотки на монолитность, отсутствие перегретых мест, состояние изоляции образцов и наличие ослабленных пазовых клиньев. Результаты запечки отражают в двухстороннем акте, в котором указывают время, температуру запечки, результаты контроля. Акт прилагается к отчетной документации.

Производят переклиновку ослабленных пазовых клиньев с соблюдением требований к обмотке с термореактивной изоляцией. После переклиновки производят испытания статора в соответствии с требованиями, приведенными в разделе 14.

Установка шлангов водоподвода (турбогенераторы серии ТВВ). Фторопластовые шланги поступают для сборки полностью подготовленными и испытанными. Тройники и водосоединительные трубки, устанавливаемые соответственно со стороны турбины и возбудителя, выбирают по месту из имеющейся арматуры. Ниппели устанавливаемой арматуры притирают пастой ГОИ, используя в качестве притира штуцер, отрезанный от бракованного стержня. Притертым считается ниппель с кольцевым пояском шириной 1–2 мм без вмятин и царапин. Ниппель и штуцер перед соединением протирают чистой салфеткой, смоченной в спирте или бензине Б-70.

Трубка, подводящая воду к верхнему стержню при установке тройников, не должна прижиматься к торцу головки, и располагать ее следует на расстоянии не более 15 мм от наконечника. Тройник следует располагать по радиусу статора во избежание затруднений с установкой пластмассовых коробок и изоляции головок стержней обмотки.

Гидравлические испытания собранной системы охлаждения. Плотность соединений проверяют в три этапа. Вначале в систему подают воздух под избыточным давлением 0,3–0,4 МПа и устраняют течи, выявленные при применении мыльной пены. Затем водяную систему заполняют смесью воздуха с фреоном-12 при давлении 0,3–0,4 МПа и выявляют течи галоидным течеискателем. Все течи в неразъемных соединениях и в целом металле устраняют подпайкой припоем ПСр-45 с флюсом № 209. Дефектное место нагревают автогенной горелкой № 5 или 6. Соседние головки предохраняют от нагрева, закрывая мокрым асбестом. Течи в местах подсоединения ниппелей к штуцерам устраняют подтяжкой накидных гаек или дополнительной притиркой с помощью пасты ГОИ запорных поверхностей по месту. Окончательно герметичность системы охлаждения проверяют водой при избыточном давлении 0,8–1,0 МПа в течение 24 ч (раздел 14). Систему охлаждения заполняют конденсатом (от магистрали), а давление воды поднимают гидропрессом по схеме опрессовки коллекторов. Герметичность системы достаточна, если давление по манометру остается неизменным в течение 24 ч после начала испытания (при постоянных температуре и давлении).

После окончания опрессовки системы охлаждения проверяют состояние изоляторов, на которых установлены коллекторы, а накидные гайки присоединений шлангов к коллекторам предохраняют от самоотвинчивания.

Проходимость гидравлических цепей контролируется, как указано в разд.14.

Изолировка головок стержней турбогенераторов серии ТГВ. На головках новых уложенных стержней специальным приспособлением (см. разд. 12, рис. 12-82) обрезают вентиляционные трубки, предварительно закрепленные зажимом (рис. 4-39), и восстанавливают изоляцию их концов.

Между вентиляционными (охладительными) трубками верхнего и нижнего стержней в головке устанавливают клин и прокладку; трубки стягивают на возможно большей длине липкой стеклолентой. Элементарные проводники головки и вентиляционные трубки отрихтовывают гребенкой (рис.12-83 в разд.12). Головку промывают спиртом, ее середину утягивают двумя слоями резиностеклолакоткани и стеклошнуром. Проверяют отсутствие замыканий между вентиляционными трубками стержня, а также между трубками и медью напряжением 36 В. Результаты вносят в журнал ремонта.

Затем вентиляционные трубки продувают сухим сжатым воздухом, а головки стержней промывают спирто-бензиновой смесью (пропорция (1:1).

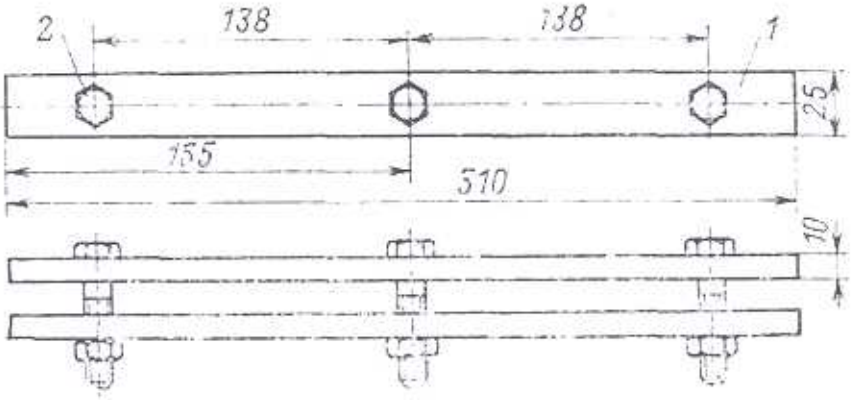


Рис. 4-39. Зажим для закрепления вентиляционных трубок при их обрезке (ТГВ)

Все зазоры между проводниками заполняют, неровности головок выравнивают асбестовой замазкой, приготовленной на лаке БТ-95. Поверхности глянцуют рукой, смоченной в лаке. Затем надевают подколпачники и колпаки, предварительно протертые бензином.

Во избежание повреждения колпака при его надевании на охладительные трубки устанавливают гребенку (рис. 12-83 в разд 12). Колпаки плотно бандажируют, а резиностеклоткань пересыпают тальком. Колпак изолируют стекломикалентой ЛМК-ТТ (0,15х35), сверху утягивают стеклолентой, пропитанной в лаке БТ-99, прошивая ее конец нитками. Затем стеклоленту пропитывают лаком БТ-99 и после просушки покрывают эмалью ГФ-92-ХК. Плотность изолировки головок проверяют наощупь, а проходы в вентиляционных трубках – визуально. После изолировки головок обмотку и корпус статора очищают от посторонних предметов,

Изолировка головок турбогенераторов серии ТВВ. Перед изолировкой головок измеряют сопротивление постоянному току каждой фазы и каждой ветви, проверяют их различия и отклонения от исходных значений (методика и нормы приведены в разделе 14)

Изоляцию на концах стержней промывают спирто-бензиновой смесью (пропорция 1:1) и зачищают поверхностный слой изоляции от наплывов компаунда и асбестовой замазки. Коническую часть изоляции выравнивают микалентой марки ЛМЧ-ББ толщиной 0,13 мм. Число слоев микаленты выбирают по месту в зависимости от состояния концевой части изоляции.

Конструкция головок стержней показана на рис. 4-40–4-42; головки со стороны возбудителя и турбины изолируют согласно табл. 4-5 и 4-6.

Изолировку головок со стороны турбины начинают со шлангов.

Для устранений неровностей применяют замазку, составленную из следующих компонентов: лак БТ-99 – 40 частей (по массе), тальк молотый – 55 частей (по массе), асбест хризотиловый – 5 частей (по массе). Изоляцию внутреннего торца соединения и установленные миканитовые покрышки крепят вразбежку стеклолакотканью. Фторопластовые шланги, армировку шлангов, трубки и поверхность изоляционных коробок в местах выхода из них шлангов покрывают 10% раствором К-10 (на 10 г подслоя К-10 – 90 г ацетона). Покрытию дают просохнуть в течение 10–15 мин, а затем замазкой, выполненной на основе компаунда КЛСЕ (разд.13), заполняют изоляционную коробку в районе выхода из нее фторопластовых шлангов.

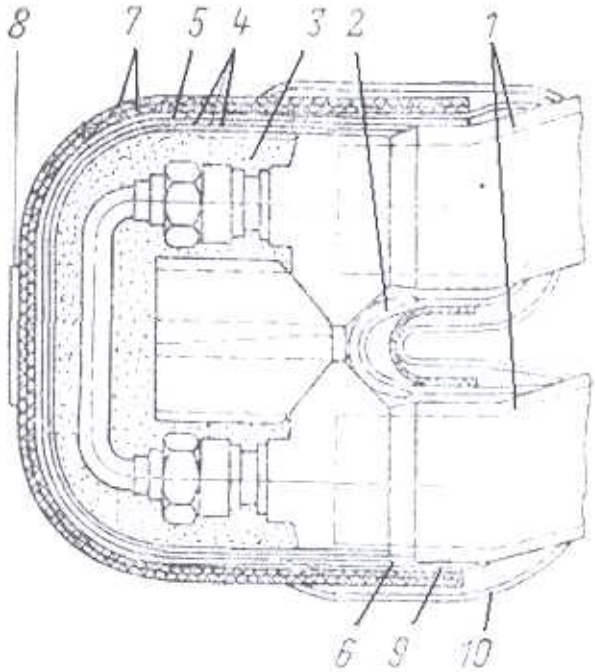


Рис. 4-40. Изолировка головок стержней турбогенераторов ТВВ со стороны возбудителя (позиции – в табл. 4-5)

Половинки пластмассовых коробок (рис. 4-42) устанавливают с нахлестом по чертежу и в процессе изолировки сжимают, удерживая их специальными струбцинами (разд. 12, рис. 12-111) для плотности сборки и удобства работы. По окончании изолировки каждая головка покрывается эмалью ГФ-92-ХК.

Таблица 4-5. Изолировка головок стержней статоров ТВВ со стороны возбудителя (рис. 4-40)

Поз. на рис. 4-40	Изоляция	Минимальное число слоев при номинальном напряжении, В		
		15750	18000	20000
		ТВВ-220-2	ТВВ-165-2	ТВВ-320-2
1	Корпусная изоляция стержня	–	–	–
2	Микалента ЛМЧ-ББ-0,17	5	5	5
3	Замазка	По месту		
4	Покрышка миканитовая толщиной 0,6 мм	2	2	3
5	Стеклолакоткань эскапоновая толщ. 0,2 мм	4	4	4–5
6	Микалента ЛМЧ-ББ-0,17	4	4	4
7	Коробка изоляционная из АГ4	1	1	1
8	Шнур лавсановый[1)]	15–20	15–20	15–20
9	Стеклолакоткань эскапоновая толщ. 0,2 мм	5	4	4
10	Стеклянная лента толщиной 0,2 мм	1	1	1

[1)] Число рядов

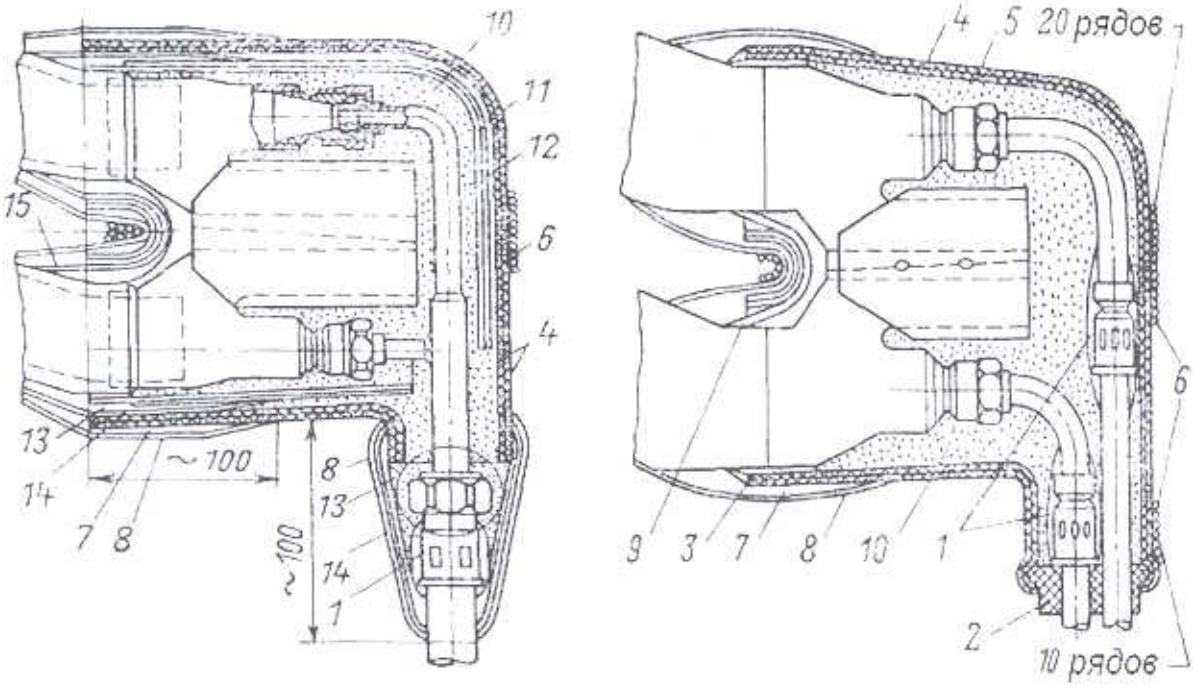


Рис. 4-41. Изолировка головок стержней с фторопластовыми шлангами (со стороны турбины); позиции – в табл. 4-6

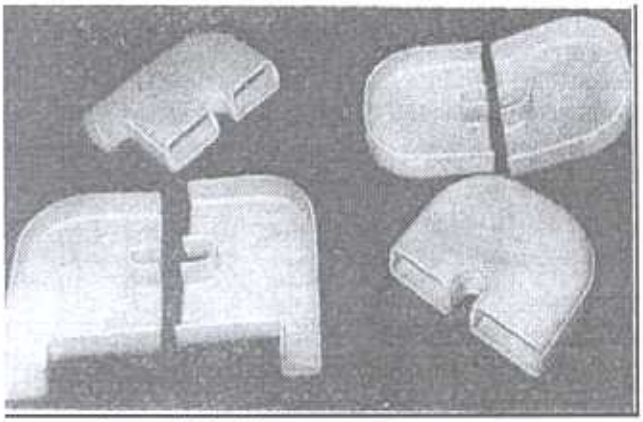


Рис. 4-42. Детали пластмассовых коробок для изолировки головок стержней обмотки статора [2]

Изолировка головок стержней статора турбогенератора на напряжение 6,3 и 10,5 кВ компаундом КЛСЕ (разд. 13). Головку стержней обезжиривают бензином, после просушки покрывают кистью специальным раствором (10% катализатора К-10С и 90% обезвоженного ацетона) и просушивают 30–40 мин при комнатной температуре. Внутреннюю часть резиновой коробочки (изготовленной из компаунда КЛСЕ 96% и катализатора К-1 4%) обезжиривают бензином Б-70, покрывают катализатором К-10С и просушивают 30–40 мин при комнатной температуре. Изготавливают замазку (100 частей компаунда КЛСЕ, 4 части (по массе) катализатора К-1 и 85 частей талька нежелезистого), тщательно перемешивают ее и наносят на головку и внутреннюю часть резиновой коробочки. Коробочку устанавливают на головку и временно прибандажируют стеклолентой. Места стыка резиновой коробочки со стержнем выравнивают замазкой и изолируют головку стеклолентой в полуперекрой. Головку спрессовывают при помощи струбцины в течение 1–1,5 ч; после съема струбцины головку покрывают лаком БТ-99. Изолировку головок компаундом КЛСЕ рекомендуется применять при корпусной изоляции стержня, выполненной гетеросилоксановой резиновой лентой ЛЭТСАР, и пайке встык элементарных проводников в головке.

Таблица 4-6. Изолировка головок стержней генераторов ТВВ с фторопластовыми шлангами со стороны турбины (рис. 4-41)

Позиции на рис. 4-41	Изоляция	Минимальное число слоев при номинальном напряжении, В		
		15750	18000	20000
		ТВВ-220-2	ТВВ-165-2	ТВВ-320-2
1	Стеклолакоткань эскапоновая ЛСЭ толщиной 0,2 мм вполнахлеста. Лента стеклянная 0,2 мм вполнахлеста (ТВВ-165-2)	1	1	1
2	Втулка изолирующая	–	–	1
3	Лента стеклослюдинитовая толщиной 0,17 мм вполнахлеста[1]	–	–	–
4	Покрышки изоляционные миканитовые на междуфазовых головках	–	–	1
5	Коробка изоляционная из АГ-4 марки С	1	1	1
6	Шнур лавсановый[2]	20	20	10(20)
7	Стеклолакоткань эскапоновая ЛСЭ толщиной 0,2 мм вполнахлеста	5	4	8
8	Лента стеклянная толщиной 0,2 мм вполнахлеста	1	1	1
9	Лента стеклослюдинитовая (ТВВ-220-2, ТВВ-320-2). Микалента ЛМЧ-ББ, 0,17x100x120 мм (ТВВ-165-2).		5	5
10	Замазка[1]			
11	Покрышка изоляционная миканитовая	1	–	–
12	Покрышка изоляционная миканитовая	1	–	–
13	Микалента черная ЛМЧ-ББ толщиной 0,17 мм вполнахлеста	4	–	–
14	Стеклолакоткань эскапоновая ЛСЭ толщиной 0,2 мм вполнахлеста	4	–	–
15	Микалента ЛМЧ-ББ 0,17x100x200 мм	5	–	–

[1] По потребности. [2] Число рядов.

Изолировка головок стержней турбогенераторов типов ТВ и Т (старых серий) показана в таблице 4-7.

Таблица 4-7. Изолировка головок стержней статоров Т и ТВ

Номинальное напряжение, кВ	Минимальное число слоев			Двусторонняя толщина, мм
	Миканитовые коробочки (покрышки), миканит ФФГЛ,0,5 мм	Стеклолакоткань ЛСЭ0,2 мм вполуперекрой	Лента стеклянная 0,2 мм вполуперекрой	
3,15	–	3	1	3,6
6,3	1	4	1	5,9
10,5	2	4	1	7,3
13,8	2	4	1	7,3
15,75	3	5	1	9,6
18,0	4	8	1	13,7
20,0	5	10	1	16,9

Соединительные шины устанавливают по заводскому чертежу. От самого вывода шину обжимают шпильками, устанавливая дистанционные распорки и колодки. Все крепежные детали – немагнитные; каждую гайку крепежных болтов кернят в трех местах; соединительные шины бандажируют стеклошнуром или лавсановым шнуром.

Изолировка мест соединений. Места соединений соединительных шин с выводными стержнями и концевыми выводами изолируются согласно табл. 4-8.

Таблица 4-8. Изолировка мест соединений шин с выводными стержнями и концевыми выводами

Номинальное напряжение, кВ	Минимальное число слоев			Двусторонняя толщина, мм
	Микалента ЛМЧ-ББ 0,17 мм в полуперекрой	Стеклолакоткань ЛСЭ 0,2 мм в полуперекрой	Лента стеклянная 0,2 мм в полуперекрой	
3,15	–	3	1	3,6
6,3	4	6	1	9,2
10,5	5	6	1	10,0
13,8	6	7	1	11,6
15,75	7	8	1	13,2
18,0	8	9	1	14,8
20,0	9	10	1	16,5
Примечание: количество замазки берется по потребности				

Лакирование обмотки. Обмотку и корпус статора очищают пылесосом, проверяют на отсутствие посторонних предметов, проверяют плотность банда-

бандажей и заклиновки статора, плотность стопорения всех узлов и обертывают головки обмотки телефонной бумагой.

Собранную обмотку покрывают лаком в следующем порядке:

лобовые части покрывают два раза эмалью ГФ-92-ХК, обеспечивая гладкую поверхность, и просушивают;

расточку активной стали статора покрывают два раза лаком БТ-99.

Затем обмотку испытывают согласно требованиям [15] (разд. 14).

Технологическая последовательность операций по перемотке обмоток статоров показана в сетевых моделях (Приложения 1, 2).

4.10. Ремонт системы теплоконтроля статора

Используются медные термопреобразователи сопротивления (термосопротивления), сопротивление которых составляет при 0°С 50 Ом или 53 Ом (для генераторов выпуска до 1994 г.). Широкое применение находят также термопреобразователи, сопротивление которых составляет 100 Ом. Перед установкой проверяют соответствие всех термосопротивлений их характеристике. Результаты проверки заносят в ремонтный журнал.

Порядок установки термосопротивлений следующий:

концы проводов зачищают от изоляции;

отрезают кусок проводов ПГСД-2Х75 ТУ 017-110-65 длиной от места установки данного термосопротивления до выхода на спинку статора;

концы провода разделывают (рис. 4-43) и соединяют (скручивают) с концами проводов термосопротивлений, обеспечивая относительное смещение мест соединений разных проводов на 20–25 мм (рис. 4-44);

места соединений проводов пропаивают припоем ПОС-40, опиливают, изолируют стеклолентой (два слоя в полуперекрой) и покрывают лаком БТ-99.

Проверку сопротивления изоляции термосопротивлений совместно с их проводами производят мегаомметром 500 В, обернув предварительно термосопротивление станиолью. Величина сопротивления должна быть не менее 1 МОм. Термосопротивления устанавливают в пазы статора на клее № 88 по чертежу.

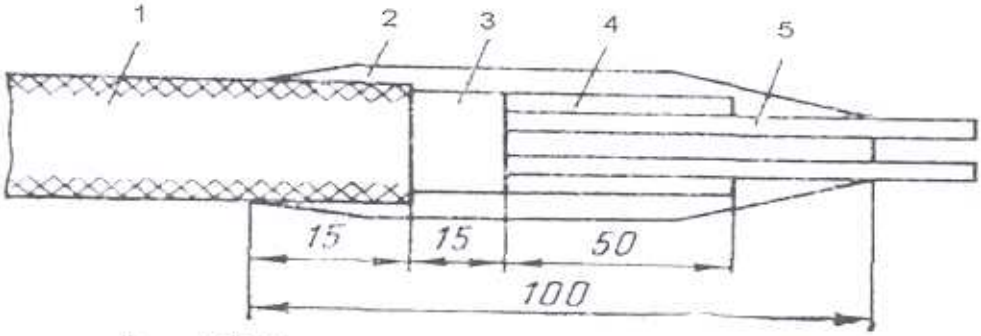


Рис. 4-43. Разделка провода термосопротивления [1]:
1 – медная оплетка; 2 – стеклолента 2х25 (один слой в полуперекрой); 3 – корпусная изоляция провода; 4 – стеклолакоткань 0,2 (один слой в полуперекрой); 5 – жила провода в стеклянной изоляции.

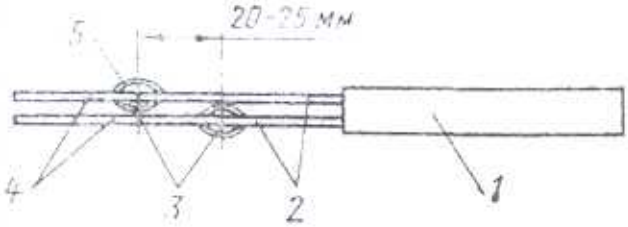


Рис. 4-44. Соединение концов термосопротивления с проводом [1]:
1 – термосопротивление; *2* – провода термосопротивления; *3* – места соединений проводов термосопротивления с проводами к доске зажимов; 4 – стеклолента 0,2х25; *5* – пайка

Провод укладывают по дну паза или между стержнями по прокладке из электрокартона ЭВ толщиной 0,2 мм до выхода в вентиляционный канал. У выхода в вентиляционный канал провод укладывают на стеклоткань, предварительно приклеенную клеем № 88 (рис. 4-45). В остальных участках (за исключением мест, где помещаются термосопротивления и провода) укладывают на клее № 88 прокладки из стеклотекстолита марки СТЭФ толщиной, равной толщине термосопротивления (рис. 4-46).

После укладки обмотки статора проверяют исправность цепи термосопротивлений и сопротивление их изоляции относительно корпуса статора по нормам (разд.14). Повреждения изоляции термосопротивлений во внешней цепи должны быть устранены частичной или полной заменой проводки или ремонтом изоляции в месте замыкания. У термосопротивлений с поврежденной корпусной изоляцией проводку обрезают на входе в паз, оставляя концы длиной 50 мм, и надежно изолируют каждый из них. Неисправное термосопротивление удаляют при первой возможности (при ремонте, связанном с заменой стержней обмотки статора).

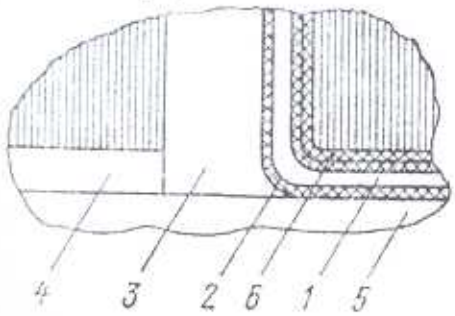


Рис. 4-45. Укладка провода в месте выхода в вентиляционный канал [1]:
1 – провод ПТСД (со снятой медной оплеткой и корпусной изоляцией); *2* – изоляция жилы провода; *3* – вентиляционный канал; *4* – прокладка на дне паза; *5* – стержень статора; *6* – стеклолакоткань

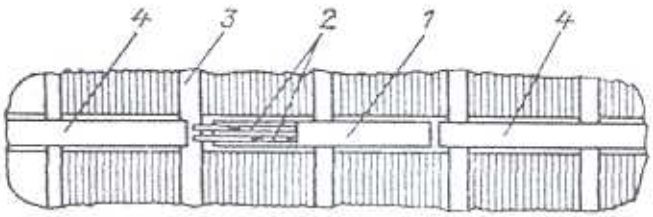


Рис. 4-46. Укладка термосопротивления в паз [1]:
1 – термосопротивление; *2* – провода; *3* – вентиляционный канал; *4* – прокладки на дне паза

4.11. Оценка технического состояния обмотки статора турбогенератора [17]

По результатам обследования техническое состояние обмотки статора или ротора оценивается как исправное, когда нет явных и скрытых дефектов; обмотка пригодна для дальнейшей эксплуатации без каких-либо ограничений, и неисправное, когда обмотка имеет один или несколько параметров, не соответствующих требованиям нормативно-технической документации; целесообразно приведение параметров в пределы заданных допусков.

Неисправное состояние имеет три степени, характеризуемые следующими критериями:

1) работоспособное – имеются дефекты, не препятствующие дальнейшей эксплуатации; запас работоспособности обмотки статора следует считать достаточным для безотказной работы до очередного планового ремонта, если обнаруженная неисправность устранена путем ремонта и/или сушки изоляции;

2) неработоспособное – имеются дефекты, препятствующие эксплуатации, которые возможно и экономически целесообразно устранить;

3) предельное – имеется значительное повреждение или возникло большое число опасных дефектов на многих стержнях или катушках; обмотка стала практически неремонтопригодной; восстановительный ремонт ее экономически не целесообразен; требуется ее замена в возможно более короткий срок.

Примеры неработоспособного состояния статора:

изоляция хотя бы одного стержня пробилась при испытании повышенным напряжением; требуется замена стержня или местный ремонт изоляции;

изоляция увлажнена, а ее сопротивление R_{60} меньше 10 МОм на 1 кВ номинального напряжения, коэффициент абсорбции меньше 1,3; обмотка нуждается в сушке или замене стержня;

глубина истирания изоляции составляет 50 % и более ее толщины хотя бы на одном стержне; требуется замена стержня или местный ремонт изоляции;

обнаружены течи в полых проводниках;

обнаружено распушение крайних пакетов.

При достижении предельного состояния требуется полная замена обмотки (перемотка) статора. Это связано со значительными затратами средств и длительным простоем. Поэтому следует принимать решение о необходимости и сроке выполнения перемотки с учетом продолжительности эксплуатации турбогенератора, типа изоляции и характера обнаруженных дефектов, сведений о повреждениях в работе, дефектах обмотки и сердечника статора, выявленных при ремонтах. Руководствуясь «Типовым положением» [23], следует определить показатели необходимости перемотки статора:

перемотка статора **необходима** независимо от типа изоляции, если имеется хотя бы один показатель необходимости перемотки согласно табл. 4-9;

перемотка статора с микалентной компаундированной, гильзовой или иной термопластичной изоляцией **целесообразна** в течение ближайших лет (т.е. не позднее следующего капитального ремонта), если имеется не менее двух показателей целесообразности полной перемотки согласно табл. 4-10;

перемотка статора с термореактивной изоляцией **целесообразна** в течение ближайших лет (т.е. не позднее следующего капитального ремонта), если имеется не менее двух показателей целесообразности полной перемотки согласно таблице 4-11.

Таблица 4-9. Показатели необходимости полной замены обмотки статора турбогенератора с изоляцией любого типа [23]

Вид неисправности обмотки	Критерий неисправности	Показатель необходимости перемотки
Обгорание лобовых частей обмотки при пожаре или в результате электрической дуги	Площадь обгорания покровной ленты на стержне (катушке), мм·мм; не менее 100 мм · на ширину узкой грани	Обгорание поверхностного слоя изоляции не менее чем у 50 % лобовых частей с одной стороны генератора
Занос поверхности лобовых частей сажей или (и) каплями меди в результате действия электрической дуги	Загрязнение сажей белой салфетки при протирке поверхности лобовой части или наличие на ней хотя бы одной медной капли диаметром 0,5 мм и более	Занос поверхности не ме– нее 50% лобовых частей
Истирание изоляции лобовых и пазовых частей стержней обмотки статора турбогенератора	Глубина истирания нижнего стержня до меди (определяется после выемки верхних стержней); верхних стержней – более 1/2 толщины изоляции (чертежный размер)	Истирание на трех нижних стержнях и более, распределенных по обмотке, или при невозможности ремонта изоляции без удаления не менее 51% стержней
Течи полых проводников, требовавших замены стержней обмотки статора генератора	Число замененных нижних стержней	Замена трех стержней и более в разное время
Междуфазное КЗ в обмотках турбогенератора	Число частичных перемоток с заменой нижнего стержня	Две частичные перемотки и более
Низкое качество изготовления изоляции и грубые нарушения технологии укладки обмотки	Междуфазное КЗ.	Акт расследования технологического нарушения

Таблица 4-10. Показатели целесообразности полной замены обмотки статора турбогенератора с термопластичной изоляцией [23]

Вид повреждения обмотки. Критерий неисправности	Показатель целесообразности [1] полной перемотки	Значение показателя при эксплуатации генератора в течение			Примечание
		10 лет и менее	Свыше 10 лет до 20 лет	Свыше 20 лет	
Пробои изоляции на корпус в работе и (или) при профилактических испытаниях	Число пробитых стержней	Всего 5 или 2 нижних	Всего 3 или 2 нижних	Всего 2	Не учитываются пробои изоляции головок, при ремонте которых не требуется замена стержней, и пробои верхних стержней из-за попадания постороннего стального предмета, в частности, обломка активной стали. [2]
Общее старение изоляции	Срок службы	–	–	30 лет	
Междуфазное замыкание в лобовых частях обмотки статора	Число замыканий, не менее	3	2	2	
Течи полых проводников в стержнях обмотки статора. Замена или ремонт стержня из-за наличия течей.	Число отремонтированных или замененных стержней, шт., не менее	6	4	2	

Вид повреждения обмотки. Критерий неисправности	Показатель целесообразности [1] полной перемотки	Значение показателя при эксплуатации генератора в течение			Примечание
		10 лет и менее	Свыше 10 лет до 20 лет	Свыше 20 лет	
Истирание изоляции лобовых частей обмоток статоров на глубину более 1/2 толщины изоляции (чертежный размер)	Число стержней с истиранием изоляции, шт., не менее	10	5	3	
Вспухание изоляции с утолщением стержня на выходе из паза или на лобовой дуге более чем на 30 % по сравнению с чертежным размером	Число лобовых частей верхних стержней со вспухшей изоляцией, шт., не менее	10	5	3	
Перегрев стержней с потеками компаунда в лобовых частях (более одного потека)	Число лобовых частей верхних стержней с потеками компаунда, шт., не менее	10	5	3	
Ионизационное разрушение связующего состава элементарных проводников стержней турбогенераторов с воздушным охлаждением или заполненных воздухом. Признаки ионизационного разрушения: потеря монолитности и побеление токоведущей части стержня, наличие порошка светлосерого цвета – продукта износа изоляции от вибрации элементарных проводников, истирание внутренних слоев корпусной изоляции и межстолбцовой прокладки.	Число стержней с признаками разрушения связующего проводников, шт., не менее	5	2	2	Признаки разрушения связующего состава элементарных проводников выявляются на демонтированных стержнях.
Вымывание маслом компаунда (вплоть до полного отсутствия последнего) или разжижение в верхних слоях изоляции, суммарная толщина которых составляет 30 % и более толщины изоляции (чертежный размер)	Число стержней с отсутствием или разжижением компаунда, шт., не менее	10	6	2	Повреждение оценивается на демонтированных стержнях
Изгибы стержней на выходе из пазов вследствие провисания корзинки лобовых частей вплоть до невозможности выбивания пазовых клиньев из-за сильного изгиба лобовых частей (хотя бы с одной стороны статора)	Число пазов с указанным дефектом	3	3	3	

Вид повреждения обмотки. Критерий неисправности	Показатель целесообразности [1] полной перемотки	Значение показателя при эксплуатации генератора в течение			Примечание
		10 лет и менее	Свыше 10 лет до 20 лет	Свыше 20 лет	
Выход из строя части термометров сопротивления, контролирующих температуру обмотки и активной стали статора. Необходимость выемки нижних стержней для ремонта термометров сопротивления	Число нижних стержней, подлежащих выемке, шт., не менее	5	3	3	Необходимость выемки стержней определяется требова-ниями [13]

[1] При решении вопроса о целесообразности полной замены обмотки статора по указанным критериям должны также учитываться данные о состоянии обмоток и имевшихся повреждениях на аналогичных турбогенераторах на данной и других электростанциях.
[2] В число пробитых стержней не входят стержни, поврежденные при ремонте (например, при выемке соседних стержней) и пробитые при испытании оставшейся части обмотки.

Допускаются и другие обоснования целесообразности перемотки статоров турбогенераторов, но с максимальным использованием показателей, приведенных в табл. 4-10 и 4-11. Если пробои изоляции стержней происходят из-за дефектов других узлов генератора (например, активной стали), то замена обмотки целесообразна только при условии одновременного устранения этих дефектов.

Если основной причиной предполагаемой перемотки с заменой термопластичной изоляции на термореактивную является повышение мощности генератора, то целесообразность перемотки должна быть подтверждена наличием хотя бы одного из показателей согласно таблице 4-10, а также максимальными расчетными значениями температур активных и конструктивных частей генератора, которые после замены обмотки и предполагаемой перемаркировки не должны превышать нормативных значений.

Исходные температуры наиболее нагретых точек, необходимые для расчета, определяются путем проведения до замены обмотки испытаний генератора на нагревание согласно [19]. Краткое описание методики испытаний на нагревание дано в разделе 14.

Таблица 4-11. Показатели целесообразности полной замены обмотки статора турбогенератора с термореактивной изоляцией [23]

Вид повреждения обмотки. Критерий неисправности	Показатель целесообразности полной перемотки	Значение показателя при эксплуатации генератора в течение			Примечание
		10 лет и менее	Свыше 10 лет до 20 лет	Свыше 20 лет	
Пробои изоляции стержней на корпус при профилактических испытаниях	Число пробитых стержней, шт., не менее	4	3	2	См. прим. в строке 1 табл. 4-10
Междуфазное замыкание в лобовых частях обмотки статора	Число замыканий, не менее	2	2	2	
Течи полых проводников в стержнях обмотки статора. Замена или ремонт стержня из-за наличия течей.	Число отремонтированных или замененных стержней, шт., не менее	3	2	2	
Истирание изоляции лобовых частей обмоток статоров на глубину более 1/2 толщины изоляции (чертежный размер)	Число нижних стержней с истиранием изоляции, шт., не менее	3	3	3	

Вид повреждения обмотки. Критерий неисправности	Показатель целесообразности полной перемотки	Значение показателя при эксплуатации генератора в течение			Примечание
		10 лет и менее	Свыше 10 лет до 20 лет	Свыше 20 лет	
Изгибы стержней на выходе из пазов вследствие провисания корзинки лобовых частей вплоть до невозможности выбивания пазовых клиньев из-за сильного изгиба лобовых частей (хотя бы с одной стороны статора)	Число пазов с указанным дефектом	3	3	3	
Выход из строя части термометров сопротивления, контролирующих температуру обмотки и активной стали статора. Необходимость выемки нижних стержней для ремонта термометров сопротивления	Число нижних стержней, подлежащих выемке, шт., не менее	5	3	2	Необходимость выемки стержней определяется требованиями [13]

4.12. Оценка технического состояния сердечника статора турбогенератора [16]. Восстановление крепления сердечника

Оценка технического состояния активной стали статора выполняется по результатам обследования турбогенератора с учетом опыта его эксплуатации (п. 6.14 в [16]). Определяющее значение имеет состояние зубцов крайних пакетов и плотность прессовки сердечника, а также режимы эксплуатации турбогенератора и конструкция крайних пакетов (запеченные или незапеченные). Различаются следующие виды технического состояния сердечника – хорошее, удовлетворительное и неудовлетворительное. Критерии технического состояния сердечника приведены в таблице 4-12. В зависимости от установленного вида технического состояния сердечника и от режимов эксплуатации рекомендуется корректировка сроков проведения очередных ремонтов генератора с выводом ротора (таблица 4-13). При этом учитываются также методы обследования активной стали – традиционные или более эффективные специальные методы (разд. 14), а также проведенные ремонты.

При выявлении неудовлетворительного технического состояния сердечника со значительно пониженным давлением прессовки активной стали (0,4 МПа и ниже) необходимо принятие мер к ремонту зубцов (п. 4.2), восстановлению давления в зубцах, например, путем подтяжки гаек крепления стяжных ребер (ТВВ) и призм (ТГВ) к нажимным плитам (п. 4.2) или установки прессующих пакетов тарельчатых пружин – силовых аккумуляторов (рис. 4-47) по проектам ЦКБЭнергоремонт и ремонтных предприятий.

Должны быть также приняты меры к снижению вибрации сердечника путем ликвидации дефектов эластичной подвески сердечника в корпусе и усовершенствования крепления подвески (рис. 4-48, 4-49 и 4-50) по описанной ниже технологии для турбогенераторов серии ТВВ и ТГВ.

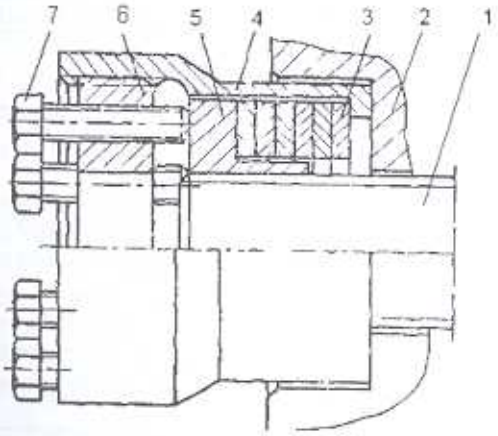


Рис.4-47. Устройство для подпрессовки активной стали статора (силовой аккумулятор [5, 6])

1 – резьбовая выступающая часть ребра (призмы) крепления сердечника; 2 – нажимная плита; 3 – пакет тарельчатых пружин; 4 – корпус гайки; 5 – резьбовое кольцо; 6 – упорное кольцо; 7 – технологические нажимные болты

Таблица 4-12. Критерии оценки технического состояния активной стали статора турбогенератора

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов	Торцевая зона турбогенератора	Режим работы	Критерий оценки технического состояния активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
Объем и частота выявления дефектов в торцевых зонах активной стали в предшествующие ремонты	С незапеченными крайними пакетами	Выдача реактивной мощности	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Неоднократные распушения до 10% и незначительные до 5% выкрашивания зубцов крайних пакетов	Неоднократные массовые распушения более 10% и разрушения более 5% зубцов крайних пакетов
		Потребление реактивной мощности	Единичные случаи распушения зубцов крайних пакетов и выкрашивания коронок крайних лепестков	Неоднократные распушения до 10% и разрушения до 5% зубцов крайних пакетов	Неоднократные массовые распушения более 20% и разрушения более 5% зубцов крайних пакетов. Случаи распушения зубцов третьих пакетов и сильных разрушений зубцов крайних пакетов.
	С запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Случаи разрушения запечки зубцов (до 10%), распушения зубцов третьих пакетов (до 10%), незначительные выкрашивания коронок крайних лепестков (до 10%). Разрушения зубцов не отмечалось.	Случаи массового разрушения запечки зубцов (более 10%), распушения зубцов третьих пакетов (более 10%), выкрашивания крайних лепестков (более 10%), единичные случаи разрушения запеченных зубцов.

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов	Торцевая зона турбогенератора	Режим работы	Критерий оценки технического состояния активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
Результаты обследования торцевых зон активной стали во время настоящего ремонта	С незапеченными крайними пакетами	Выдача реактивной мощности	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%, распушенных зубцов до 10%. Разрушенные зубцы отсутствуют	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%, распушенных зубцов более 10%, зубцов с незначительным разрушением до 5%.	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%. Массовое распушение зубцов (более 20%). Количество разрушенных зубцов более 5%. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения.
		Потребление реактивной мощности	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%, распушенных зубцов до 10%, зубцов с незначительным выкрашиванием до 5%	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%, распушенных зубцов более 10%, зубцов с незначительным раз-рушением до 10%.	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%. Массовое распушение зубцов (более 20%). Количество разрушенных зубцов более 10%. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения.
	С запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Количество подвижных нажимных пальцев до 5%, зубцов с разрушением запечки до 5%, распушенных зубцов до 5%.	Количество подвижных нажимных пальцев до 10%, зубцов с разрушением запечки до 10%, распушенных зубцов до 10%.	Количество подвижных нажимных пальцев более 10%, зубцов с разрушением запечки более 10%, распушенных зубцов более 10%. Разрушение отдельных зубцов.
Состояние прессовки активной стали статора:	По результатам осмотров		Признаки ослабления плотности прессовки	Признаки пониженного давления прессования	Признаки существенного снижения давления прессования
	По результатам ультразвукового контроля	Для турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше с незапеченными крайними пакетами	0,8 МПа и выше	0,4–0,6 МПа	Ниже 0,4 МПа
		Для турбогенераторов мощностью 100–150 МВт с запеченными крайними пакетами	0,5 МПа и выше	0,3–0,5 МПа	Ниже 0,3 МПа

Восстановление крепления сердечника в корпусе. Повреждение элементов эластичной подвески статора турбогенераторов серии ТВВ устраняют следующим образом [6]: удаляют резаками поврежденные уголки (*1*, рис. 4-48) крепления продольных стяжных ребер *2*, приняв меры для предотвращения повреждения поперечной перегородки (полки) корпуса *3* и клина ребра. После удаления уголков зачищают места резки пневмошлифмашинками. Затем проверяют отсутствие трещин визуально и при помощи цветной дефектоскопии. Наиболее часто трещины выявляются на участках *5*. Обнаруженные трещины удаляют при помощи их выборки наждачным камнем. Косынки *4*, изготов-

ленные из стали Ст.3 или Ст.5, приваривают к ребру *2* и к полке *3* электросваркой (электродом Э50А-Ф), после чего сварочный шов очищают от шлака.

При повреждении упругой части ребра *2* (в зоне прорези) в щель под поврежденное место вставляют пластину размером 100x50x12 мм из стали Ст.3 и приваривают по периметру. Толщину пластины уточняют по месту.

Таблица 4-13. Рекомендуемые сроки проведения очередных ремонтов турбогенераторов с выводом ротора в зависимости от технического состояния сердечника статора

Оценка технического состояния активной стали статора турбогенераторов	Методы проведения обследования активной стали статора					
	Традиционные			Специальные методы контроля		
	Режим 1 – работа с коэффициентом мощности, близким к единице (cosφ = 0,95–1,0)	Режим 2 – работа с потреблением реактивной мощности в пределах не более 50 % допустимых значений[1)]	Режим 3 – работа с потреблением реактивной мощности в пределах более 50 % допустимых значений[1)]	Режим 1 – работа с коэффициентом мощности, близким к единице (cosφ = 0,95–1,0)	Режим 2 – работа с потреблением реактивной мощности в пределах не более 50 % допустимых значений[1)]	Режим 3 – работа с потреблением реактивной мощности в пределах более 50 % допустимых значений[1)]
Хорошее	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется
Удовлетворительное	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Через 2 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Через 4 года эксплуатации	Через 3 года эксплуатации
Неудовлетворительное	Через 2 года эксплуатации	Длительная работа в режимах недовозбуждения не допускается	Длительная работа в режимах недовозбуждения не допускается	Через 2 года эксплуатации	Длительная работа в режимах недовозбуждения не допускается	Длительная работа в режимах недовозбуждения не допускается

[1)] В качестве допустимых принимаются значения потребления реактивной мощности, установленные «Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях».

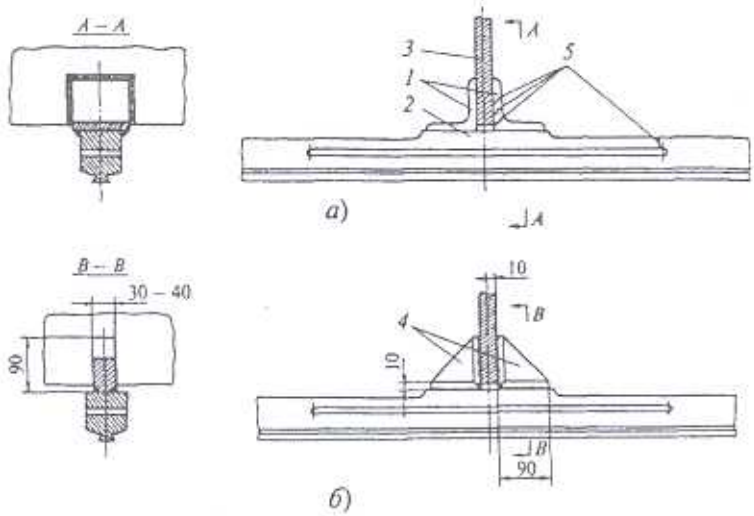


Рис. 4-48. Ремонт узла эластичной подвески турбогенераторов серии ТВВ [6]:
а – крепление продольного ребра до ремонта; *б* – крепление продольного ребра после ремонта; *1* – уголок крепления продольного ребра к поперечному; *2* – продольное ребро; *3* – поперечное ребро; *4* – косынка; 5 – места образования трещин.

У турбогенераторов 300–1000 МВт типа ТВВ, имеющих эластичную подвеску активной стали на ребрах с продольными щелями встречаются случаи ослабления закрепле-

ния верхних 5–6 ребер в пазах сердечника. Это сопровождается вибрацией ребер, повышенным шумом корпуса статора при работе генератора, появлением фреттинг-коррозии, трещин. Для устранения вибрации на ребра по их длине устанавливают стяжные приспособления (гасители вибрации), которые полностью устраняют этот дефект (рис. 4-49).

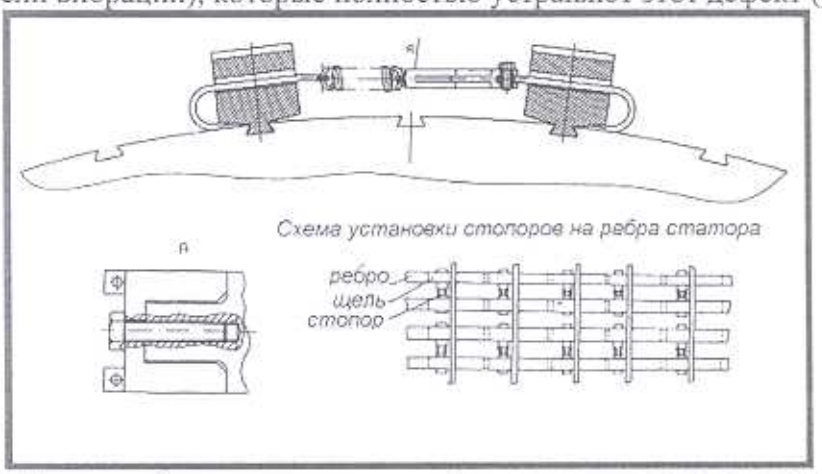


Рис. 4-49. Приспособление для стяжки ребер сердечника статора генераторов ТВВ

Для турбогенераторов серии ТГВ ослабление крепления сердечника статора к раме приводит к вибрации сердечника, повышению уровня шума и повреждениям. Оно устраняется следующим образом [6]: осмотром выявляют ослабленные радиальные и тангенциальные клинья рамы сердечника (*5, 7*, рис. 4-50), удаляют сварку, плотно забивают их пневматическим молотком при помощи специального бойка до появления металлического звука.

Восстанавливают сварочные швы крепления клиньев между собой, к концевым ребрам рамы сердечника и к призмам (*6*, рис. 4-50), а также клиньев к активной стали статора (*4*, рис. 4-50). В таблице 4-14 даны рекомендуемые режимы электросварки на постоянном токе обратной полярности.

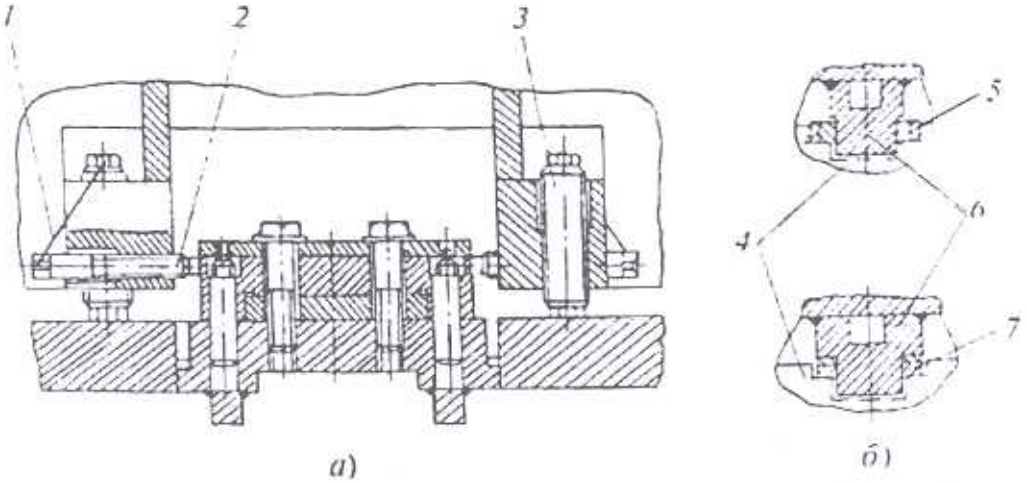


Рис. 4-50. Узел крепления сердечника статора к корпусу турбогенератора ТГВ-300 (а) и элементы крепления (б) [6]:

1 – стопорная проволока; *2, 3* – стопорные болты; *4*– сердечник; *5*– тангенциальные клинья; *6*– призма; *7*– радиальные клинья

Таблица 4-14. Режимы сварки для восстановления крепления клиньев рамы сердечника турбогенераторов серии ТГВ [6]

Место сварки	Положение электрода	Электрод		Ток сварки, А
		Марка	Диаметр, мм	
Крепление клиньев между собой, к концевым ребрам рамы сердечника и к призмам	Нижнее	УОНИ 13/55	4	130–160
			5	170–200
	Верхнее		4	100–130
			5	140–160
	Потолочное		4	120–140
			5	150–170
Крепление клиньев рамы сердечника к активной стали статора	Нижнее	ОЗЛ-8 или ЦЛ-11	4	110–130
			5	150–170
	Верхнее		4	95–115
			5	130–150
	Потолочное		4	90–110
			5	120–140

После наложения первого корневого и последующих швов каждый из них зачищают от шлака и проверяют качество. После окончания сварки и зачистки швов проверяют их геометрические размеры, отсутствие трещин, пор, шлаковых включений и т.п. Сварочные швы осматривают с применением лупы не ниже семикратного увеличения. Особое внимание обращают на отсутствие трещин и пор в начале и конце швов.

Внимание! *Для всех типов турбогенераторов должны быть обеспечены безопасные условия работы и соблюдение противопожарных правил при работе в закрытых сосудах.*

В процессе всех механических и сварочных работ, выполняемых на спинке сердечника, тщательно закрывают последнюю асбестовым полотном для предотвращения попадания грата и капель расплавленного металла в вентиляционные каналы. У турбогенераторов ТГВ-300 до начала сварочных работ закрывают газоохладители для предотвращения попадания брызг металла.

После окончания сварочных работ удаляют асбестовое полотно, закрывающее спинку статора, все вентиляционные каналы, продувают сухим сжатым воздухом, очищенным с применением фильтра-осушителя от влаги, масла и механических частиц, затем очищают пылесосом. Осматривают пазы, спинку сердечника и вентиляционные каналы на отсутствие грата и посторонних предметов. Каждый вентиляционный канал проверяют «на просвет» переносной лампой.

4.13. Типовой капитальный ремонт статора турбогенератора ТВВ-800-2

Объем и технология типовых (регламентированных) ремонтов турбогенераторов мощностью 500, 800 МВт и выше определяются конструкторско-технологической документацией завода «Электросила» и согласованной с заводом технологической документацией ремонтных предприятий.

На базе указанной документации, а также с учетом опыта эксплуатации и ремонтов турбогенераторов типа ТВВ-800-2 разработаны и приведены далее рекомендации по выполнению в период капитального ремонта отдельных работ по устранению неисправностей статоров этих генераторов.

Ремонт крепления лобовых частей обмотки статора. Конструкция крепления лобовых частей (рис. 4-51) описана в разделах 1 (рис. 1-46) и 2. В ходе типового ремонта проводят следующие работы (со стороны турбины и возбудителя):

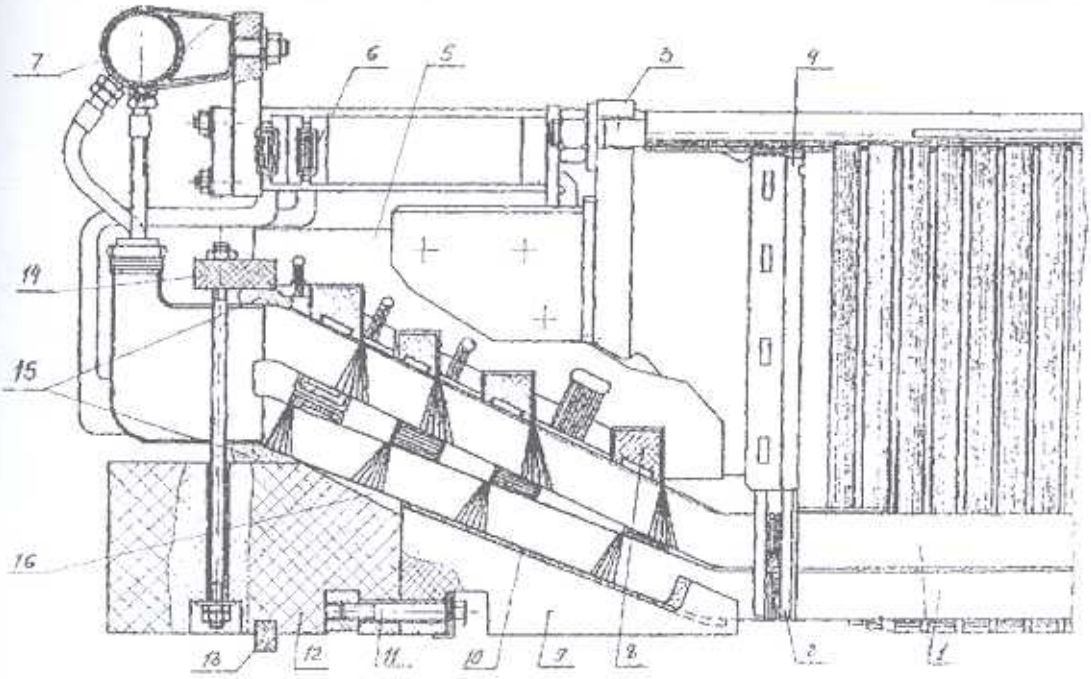


Рис. 4-51. Лобовая часть обмотки статора генератора ТВВ-800-2 (сторона возбудителя):

1 – стержни обмотки статора; 2 – расклиновка на выходе из паза; 3 – нажимной фланец (нажимная плита); 4 – медный экран; 5 – кронштейн изоляционный внутренний; 6 – шины соединительные; 7 – коллектор напорный; 8 – кольца бандажные; 9 – кронштейн изоляционный наружный; 10 – сегмент уплотняющий; 16 – клин; 12 – кольцо распорное; 13 – уплотнение воздушного зазора; 14 – кольцо; 15 – замазка; 16 – винтовая стяжка с пружиной

- осмотр и проверку плотности крепления клиньев распора головок,
- разизолировку и подтяжку пружин крепления лобовых частей;
- изолировку пружин 8-ю слоями стеклолакоткани ЛСЭ-105/130 с перекрытием ½ ширины и бандажировка шнуром (каждый слой лакоткани и шнуровые бандажи промазываются клеем ЭК-2);.
- извлечение шпилек, имеющих поврежденную изоляцию, без расшплинтовки гаек, расположенных со стороны расточки статора;
- наложение на шпильки новой изоляции после удаления поврежденной;
- установку и закрепление переизолированных шпилек с последующим заполнением головок шпилек со стороны внутреннего кольца – замазкой ЭЗ-2 (вариант I); промежутков вокруг шпилек – пастой КЛСЕ с подслоем К-100, пустот у наконечников стержней – замазкой ЭЗ-217 (вар. II); при этом детали крепления (клинья распорки, серьги) должны быть закреплены полиэтиленовой пленкой А-0,04 ГОСТ 10354-73.
- установку заглушек со стороны наружного кольца на пасте КЛСЕ с подслоем К-100;
- подтяжку гаек дистанционных распоров;
- замену ослабевших бандажей из лавсанового шнура, стягивающих изоляционные коробки на головках стержней, и покрытие их клеем ЭК-2;
- закрепление ослабевших держателей, установленных на наружных кольцах, путем установки между этими деталями прокладок из стеклотекстолита на клее ЭК-2 и промазки пастой КЛСЕ-2 по краю образовавшегося при этом зазора.
- закрепление ослабевших распорок крепления соединительных шин посредством установки их на клее ЭК-2 и бандажировки лавсановым шнуром с пропиткой последнего клеем ЭК-2.

Проверка фторопластовых шлангов обмотки и выводов. В случае обнаружения дефектов (течи, трещины, деформации, вздутие, налет на внутренней поверхности и т.п.) шланги заменяют.

Разборка и проверка компенсаторов линейных выводов обмотки статора. Если при проверке на гибких соединительных вставках обнаруживают дефекты, возникшие в результате протекания токов короткого замыкания, – вытекание припоя, потемнение контактных поверхностей и обгорание гибких соединительных шин, то изготавливают и устанавливают новые линейные компенсаторы, при этом очищают и серебрят контактные поверхности линейных выводов.

Частичная переклиновка пазов статора. Частичную переклиновку пазов обмотки статора выполняют после контроля плотности заклиновки пазов, составления карты плотности клиньев перед началом работы, установления пазов, подлежащих переклиновке. Обычно объем переклиновки составляет около 40% всех клиньев.

К переклиновке изготавливают следующий инструмент:

- клин для отжатия стержня в пазу (раздел 12, рис. 12-107) – 4 шт.;
- крючок для извлечения гофрированной прокладки из паза (рис. 12-106) – 4 шт.;
- оправка для установки боковой уплотняющей гофрированной прокладки в пазу (рис. 12-98б) – 4 шт.;
- нож для обрезки в пазу гофрированной прокладки (рис. 12-108) – 4 шт.;
- наставка для удаления нижних клиньев при расклиновке (рис. 12-109) – 4 шт.;
- наставка для заклиновки нижних пазовых клиньев (рис. 12-110) – 4 шт.;
- иголки стальные для бандажировки лавсановым шнуром концевых клиньев.

Проверяют наличие и исправность следующих запасных частей и материалов:

- подклиновые прокладки из стеклотекстолита СТЭФ толщиной 1 и 2 мм (39х1420);
- запасные верхние и нижние встречные клинья всех исполнений, по 15 шт.;
- прокладки для бокового уплотнения стержня в пазу из полупроводящего волнистого (гофрированного) стеклотекстолита СТЭФ-ПВ толщиной 0,6 мм;
- лавсановый шнур диаметром 3 мм.

Проверяют длину нижних клиньев. Они должны быть короче на 5–7 мм соответствующих верхних клиньев. Клинья рассортировывают по толщине на три группы для обеспечения их подбора по толщине.

Удаляют старые пазовые клинья и, при необходимости, – боковые прокладки; после этого продувают пазы чистым сухим сжатым воздухом; затем непосредственно перед заклиновкой очищают пылесосом.

Устанавливают новые боковые уплотняющие прокладки из волнистого стеклотекстолита (вместо удаленных), отжимая верхний стержень (см. п.4.9).

Заклиновку ведут от торцов статора к его середине с обеих сторон, обеспечивая нужную плотность заклиновки путем подбора толщины подклиновых прокладок и толщины нижнего встречного клина. Обращают внимание на следующее: 1) для обеспечения плотной заклиновки нижний клин не должен заходить на 30–40 мм под верхний клин, при установке от руки; 2) если нижний клин забить до конца не удается, и он выходит за пределы верхнего клина, то стамеской расщепляют и удаляют верхний клин, а нижний клин извлекают, после чего подбирают новую пару встречных пазовых клиньев и повторяют установку; 3) стыки подклиновых прокладок из стеклотекстолита толщиной 2 мм не должны совпадать со стыками пазовых клиньев.

Проверяют качество заклиновки. В местах стыка пазовых клиньев допускается зазор не более, чем 3 мм, не чаще, чем через 10 клиньев. Разновысотность пазовых клиньев допускается не более 2 мм.

Крайние клинья бандажируются к нажимным пальцам с промазкой бандажа клеем ЭК-2. После переклиновки пазов статора проводят испытания активной стали и обмотки статора (разд. 14). Расточку статора покрывают эмалью ГФ-92-ХК.

Замена верхнего стержня статора в случае повреждения.

Выемка стержня. Паз поврежденного стержня расклинивают с применением текстолитовой выколотки. При этом сохраняют термометр сопротивления, находящийся под клином. С головок поврежденного стержня снимают изоляционные коробки и удаляют замазку. Освобождают от замазки и выворачивают аксиальные и радиальные шпильки крепления лобовых частей обмотки. Снимают стеклотекстолитовое кольцо. В зоне расположения поврежденного стержня снимают кронштейны со стороны расточки и удаляют дистанционные распорки. Фторопластовые шланги водоподвода отсоединяют от поврежденного стержня и от напорного и сливного коллекторов. На штуцерах стержня и коллекторов устанавливают технологические пробки. Головки поврежденного стержня распаивают, а наконечники нижнего стержня оборачивают бумагой (или пленкой). Извлекают уплотняющие боковые прокладки между стержнем и стенкой паза и освобождают стержень от эпоксидного компаунда. Поврежденный стержень извлекают из паза и выносят из расточки статора, а паз заклинивают в 3-х местах временными встречными клиньями (рис. 12-84). Стержень осматривают, выявляют дефект, вызвавший повреждения.

Подготовка нового стержня к укладке. После снятия упаковки с нового стержня, его осматривают, проверяя отсутствие видимых повреждений изоляции, в том числе полупроводящего покрытия, чистоту луженой части наконечников. Со штуцеров стержня снимают технологические пробки, осматривают отверстия наконечников, конусы штуцеров, поверхности ниппелей на отсутствие повреждений, загрязнений.

Новый стержень обмотки до укладки в паз испытывают по нормам [15] (разд. 14), проверяя проходимость, герметичность, электрическую прочность изоляции (с проверкой коронирования). На стержне с обеих сторон размечают по шаблону места выхода паза и натирают пазовую часть стержня парафином. Изготавливают пазовую межстержневую прокладку из стеклотекстолита толщиной 2–3 мм, устанавливая и закрепляя с обеих сторон прокладки препрег толщиной 2 мм. Из паза удаляют временные встречные клинья, паз осматривают и очищают пылесосом, при необходимости предварительно продувают сухим сжатым воздухом. На нижний стержень в паз укладывают межстержневую прокладку.

Укладка нового стержня. Перед заводкой стержня наконечники стержня обезжиривают бензином (или нефрасом). Нагрев стержня не требуется. Стержень заводят в расточку статора на деревянном угольнике (рис. 12-74). Затем стержень снимают с угольника, располагают по разметке и укладывают в паз, осаживая пятью винтовыми домкратами (рис. 12-80), через осадочную доску, равномерно по всей длине пазовой части стержня. Необходимые приспособления показаны на рисунках в разделе 12. Временно заклинивают паз девятью пазовыми клиньями и испытывают стержень повышенным напряжением по нормам (разд. 14). Подгоняют головки, надевают хомуты и расклинивают медными клиньями, которые, как и хомуты, должны быть покрыты до установки спиртоканифольным раствором. Головки запаивают припоем ПОС-40, нагревая их угольными электродами от сварочного трансформатора. В лобовых частях устанавливают дистанционные колодки на препреге по чертежу. Для запечки «препрега» нагревают стержень производят циркулирующей по стержню горячей (80–90°С) водой и с помощью рефлекторов. Остальные стержни обмотки также должны быть нагреты не менее, чем до 40–50°С, во избежание недопустимой деформации меди и изоляции нового стержня.

Выполняют заклиновку паза, как указано выше. Стержень испытывают водой на проходимость по нормам (разд. 14), для чего со штуцеров стержня снимают технологические пробки, фторопластовые шланги водоподвода подсоединяют к стержням и к коллекторам. Шланги водоподвода перед установкой продувают сухим сжатым воздухом. Всю обмотку испытывают на прочность и герметичность водой (разд. 14). После испытания воду из системы удаляют. Места заделки шлангов водоподвода в головке изолируют одним слоем стеклянной лентой вполнахлеста и покрывают замазкой ЭЗ-217. Изоляционные коробки заполняют пастой КЛСЕ и устанавливают на головки стержня. Головку стягива-

ют струбциной. Стык головок замазывают изоляционной замазкой ЭЗ-204. Струбцину снимают с коробки после отверждения замазки ЭЗ-204. Концы изоляционных коробок изолируют по чертежу. На верхнюю плоскость лобовых частей устанавливают уплотняющие сегменты и кронштейны. Распорные кольца лобовых частей со стороны турбины и возбудителя устанавливают с предварительным покрытием посадочного места эпоксидным составом холодного отверждения. Устанавливают радиальные и аксиальные шпильки, пустоты между головками и распорными кольцами заполняют замазкой ЭЗ-217.

Обмотку статора и сердечник тщательно осматривают, убеждаясь в отсутствии посторонних предметов, и очищают пылесосом. Шланги водоподвода и коллектора упаковывают оберточной бумагой для защиты от краски. Лобовые части, кронштейны, детали крепления, нажимное кольцо покрывают эмалью ГФ-92 ХК. Обмотку статора испытывают в соответствии с нормами [15] (разд. 14).

Повышение эксплуатационной надежности турбогенераторов ТВВ-800-2.

В процессе эксплуатации имели место отказы турбогенераторов 800 МВт из-за увлажнения и пробоя изоляции головок лобовых частей обмоток статоров. В связи с этим в РАО «ЕЭС России» признано необходимым[1]:

Усовершенствование конструкции этого узла.

Усовершенствование контроля герметичности водяной системы охлаждения статора (Приложение 10).

Усиление контроля качества дистиллята – наряду с соблюдением нормы на водородный показатель pH в пределах $8{,}5^{\pm 0{,}5}$ [15] введены нормы на следующие показатели водно-химического режима при контроле не реже 1 раза в месяц: содержание углекислоты в дистилляте – не более 1 мг/кг; содержание механических примесей – не более 150 мкг/кг.

Проведение при капитальных ремонтах очистки гидравлического тракта обмоток статоров турбогенераторов 800 МВт при помощи «обратной» промывки[2] (Приложение 6); обмотки статоров, очищенные «обратной» промывкой, разрешено не подвергать химической промывке [13,16].

Повышение достоверности оценки технического состояния статоров генераторов с водяным охлаждением, в том числе путем выявления в процессе ремонта увлажненных мест изоляции – разработан и введен в практику эксплуатации и ремонта «Типовой регламент определения увлажнения изоляции междуфазных зон в обмотках статоров турбогенераторов 800 МВт», который должен осуществляться при типовых ремонтах (Приложение 11).

4.14. Модернизация турбогенераторов серии ТВВ

В последние годы заводом «Электросила» были разработаны проекты модернизации статоров турбогенераторов серии ТВВ, позволяющие повысить надежность генераторов и расширить возможности работы с потреблением реактивной мощности:

1) Модернизация генераторов ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2 (изменение способа крепления обмотки в лобовой части) направлена на повышение вибрационной устойчивости обмотки при всех режимах работы генераторов; применена конструктивная схема крепления обмотки, принятая для турбогенераторов ТЗВ-800-2 (рис. 1-46).

2) Модернизация статоров турбогенераторов ТВВ-320-2 на базе конструкции турбогенератора ТВВ-350-2 предусматривает:

– перемотку статора,

– замену торцевой зоны активной стали на запеченные пакеты (с магнитным шунтом, рис. 2-6),

[1] Приказ РАО «ЕЭС России» № 119, от 28.02.2005.

[2] Информационное письмо ИП 01-2003 (Э).

– усиление крепления лобовой части обмотки с использованием формующихся материалов холодного отверждения (рис. 1-44),

– стабилизацию усилия прессовки активной стали путем установки силовых аккумуляторов (рис. 4-47),

– устранение вибрации верхних ребер крепления сердечника активной стали в корпусе статора путем установки тангенциальных стяжек (рис. 4-49).

Необходимость замены статорной обмотки с микалентной компаундированной изоляцией возникает на турбогенераторах ТВВ старых выпусков с выработанным ресурсом. Завод предлагает замену такой обмотки на обмотку с термореактивной изоляцией, что требует также замены креплений обмотки. Замена компаундированной изоляции на термореактивную позволяет повысить механическую прочность изоляции обмотки статора и крепления обмотки и, соответственно, устойчивость к анормальным режимам.

Однако электростанция не всегда имеет возможность осуществить весь объем проекта модернизации, предлагаемого заводом-изготовителем. В этом случае работа может быть выполнена ремонтным предприятием, которое на базе заводской технологии разрабатывает технологию изготовления статорных стержней с термореактивной изоляцией и внедряет ее при наличии соответствующей технологической оснастки.

В качестве примера далее рассматривается последовательность основных операций по изготовлению стержней с термореактивной изоляцией для статора турбогенератора типа ТВВ-165-2. Технология была разработана ремонтными предприятиями («Ленэнергоремонт» и «Ростовэнергоремонт») и согласована с заводом «Электросила».

Изготавливают стержни из новой меди в соответствии с чертежом завода-изготовителя: сплошные элементарные проводники из обмоточного провода ПСД-1 ГОСТ 22301-77 чередуются с полыми прямоугольными медными трубками (провод ПСДП), имеющими такую же пропитанную стекловолокнистую изоляцию, как и провод ПСД-1.

Нарезают проводники требуемой длины и проверяют изоляцию.

Полые элементарные проводники проверяют на герметичность и плотность.

Пакет проводников, образующий полустержень, изгибают в местах переходов (приспособление показано на рис. 12-75) для изготовления плетеного транспонированного стержня по чертежу (см. п.4.3)

Вертикальные прокладки для установки между полустержнями в пазовой части изготавливают из 5 слоев стеклоткани толщиной 0,1 мм, пропитанной лаком ЛЭФ-3Ус (ОБС.504.016 ТУ).

Элементарные проводники склеивают между собой лаком ЛЭФ-342с (ОБС.504.016 ТУ) в пазовой части и комплектуют стержень из полустержней, разделенных вертикальными прокладками.

В местах транспозиционных переходов элементарных проводников устанавливают прокладки – миканит гибкий ГМС 0,2, места перехода сплошных проводников выравнивают замазкой ЭЗ-215 (ОБС.504.051 ТУ).

Опрессовывают и запекают стержень в сборе на длине пазовой части.

Производят формовку лобовых дуг на специальном шаблоне.

Проверяют изоляцию между элементарными проводниками напряжением 220 В переменного тока промышленной частоты.

После формовки лобовых дуг устанавливают вертикальные прокладки между полустержнями в лобовой части – из 5 слоев пропитанной стеклоткани. Прокладки вырезают по шаблону.

Склеивают элементарные проводники в лобовой части между собой лаком ЛЭФ-3Ус (ОБС.504.016 ТУ), опрессовывают и запекают.

Припаивают наконечники к элементарным проводникам (полым и сплошным) твердым припоем ПСр-15. В этой зоне пропаивают также проводники между собой.

Выполняют контроль пайки.

Проводят испытания стержня на проходимость, герметичность и прочность [15].

Стержень формуют по высоте и ширине (в меньшей степени) эпоксидной шпатлевкой ЭШ-211, приклеивают сверху и снизу пазовой части стержня прокладки из стеклотекстолита СТЭФ-1 толщиной 1–0,5 мм.

Накладывают на стержень ленту стеклянную полупроводящую марки ЛСЭПП-60 толщиной 0,1 мм, 1 слой с перекрытием 1/3 ширины, – в качестве внутреннего полупроводящего покрытия.

Наносят корпусную изоляцию – стеклослюдинитовую ленту ЛСЭН-526Т (монотерм) – непрерывно с перекрытием 1/2 ширины ленты с числом слоев по технологической документации; затем – один слой стеклянной ленты впритык.

Опрессовывают стержень по всей длине в прессформе по следующим этапам:

- предварительное давление;
- нагрев первой ступени до 120 °С и выдержка в течение 1 часа;
- нагрев до температуры основного режима 160 °С;
- переход на высокое давление;
- выдержка 5 часов.

Отключают прессформу и охлаждают (охлаждение прессформы – водяное).

Удаляют затвердевшие наплывы лака с помощью напильника и наждачной бумаги.

Наносят полупроводящее покрытие (см. п.4.3).

Проверяют на макете форму стержней при первом их изготовлении.

Испытывают изоляцию стержней по нормам [15].

Вместо указанной изоляции в настоящее время ремонтными предприятиями используются также следующие материалы фирмы «ЭЛИНАР» (с соответствующей корректировкой технологической ремонтной документации)

Лента ЛСЭП-934 ТПл	0,13x20	ТУ 16-91 И37.0168.006ТУ
Лента ЛСУ	0,13x20	ТУ 16-90 И79.0168.002ТУ
Элмикатерм 524019	0,08x20	ТУ 3492-024-50157149-00
Элмикатерм 554099	0,14x23	ТУ 3492-013-00214639-2000
Элмикатерм 554099	0,18x25	ТУ 3492-034-50157126-2004

Устанавливают и закрепляют новую обмотку, в основном, как описано выше в п. 4.9, с указанными далее изменениями.

Применение обмотки с термореактивной изоляцией требует ужесточения крепления ее в лобовых и пазовых частях. Это делается посредством:

изменения конструкции и увеличения количества опорных кронштейнов для крепления бандажных колец в лобовых частях;

применения формопласта препрег, эпоксидной замазки и эпоксидного клея;

бокового уплотнения стержней в пазах волнистым полупроводящим стеклотекстолитом;

применения встречных пазовых клиньев (п. 4.9, 4.15).

Увеличение количества опорных кронштейнов в лобовых частях обмотки требует изменения крепления коллекторов водоподвода.

Переизолировка соединительных шин, бандажных колец проводится лентой ЛСК-110 СТ с последующей термообработкой.

Новые кронштейны изготавливаются из немагнитной стали со вставками из стеклотекстолита толщиной 65 мм.

При подготовке к ремонту изготавливаются замазка ЭЗ-217 ОБС.504.040 ТУ (в количестве не менее 480 кг) и замазка ЭЗ-246 ОБС.504.062 ТУ.

Проблемы, возникающие при проведении описанной выше работы и требующие решения силами ремонтного предприятия (с привлечением завода-изготовителя):

использование старых наконечников стержней или изготовление новых;

новое крепление водяных коллекторов: либо по-прежнему к нажимной плите (в отличие от старого жесткого крепления – на шнуровых подвесках для снижения вибрации), либо крепление их к корпусу статора;

новое крепление соединительных и выводных шин, допускающее свободное тепловое перемещение шин в узлах крепления для снижения механических напряжений в шинах;

необходимость проверки собственных частот колебаний шин: не допускается собственная частота в диапазоне 94 – 115 Гц. (Эта проверка может проводиться частотным анализатором «Агат» производства «Диамех» (Москва) или другим аналогичным прибором).

4.15 Модернизация обмоток статоров турбогенераторов ТГВ [6, 35]

Реконструкция крепления лобовых частей обмотки статора ТГВ-300. Основой крепления лобовых частей обмоток статора служат стеклотекстолитовые кронштейны, прикрепленные к нажимным фланцам, на которые опираются лобовые части нижнего слоя стержней. Лобовые части верхнего слоя опираются на межслоевые стеклотекстолитовые колодки.

Реконструкция крепления лобовых частей заключается в применении формопласта – препрега марки ППМ-5М ТУ6-11-300, который плотно прилегает к сопрягаемым поверхностям и обеспечивает склеиваемые детали конструкции с поверхностью стержня. Изоляционные детали для применения прокладок из препрега дообрабатывают на величину толщины препрега.

Перед применением прокладки из формопласта заворачивают в один слой стеклоткани марки СЛПК-110 ТУ Э11-2-72 толщиной 0,1 мм, пропитанной термореактивным компаундом 110 СТ (ткань следует предварительно отжечь для ликвидации парафинового замасливателя).

Дистанционные колодки вместе с прокладками препрега, обернутые одним-двумя слоями стеклоткани, устанавливают между нижними стержнями и кронштейном, а также между верхними стержнями, колодкой, нижними стержнями и кронштейном. Затем бандажируют самоусаживающим лавсановым шнуром диаметром 3 мм ТУ РСФСР 17-4814-71, пропитанным эпоксидным компаундом, и непрерывно сложенной вдвое нитью вдоль всей длины кронштейна с утяжкой каждой нити и каждого бандажа.

Устанавливают тангенциальные бандажи между кронштейнами для нижних стержней и между колодками для верхних стержней. В местах установки тангенциальных бандажей плотно устанавливают дистанционные колодки на препреге между стержнями. Тангенциальный бандаж – это стяжка в лобовой части группы стержней, которую выполняют из 16 витков бандажной ленты ЛСБ-F 0,2x20 ТУ 6-11-22-70 через оправки (рис. 4-52). На тангенциальном бандаже в местах установки дистанционных колодок выполняют бандажировку колодок лавсановым шнуром.

Утяжку тангенциальных бандажей выполняют с усилием 6000–8000 Н путем стягивания струбциной и наложения фиксирующего бандажа из 14 витков ленты ЛСБ-F 0,2x20 с тщательной подтяжкой каждой нити. Ослабление отдельных нитей тангенциального бандажа недопустимо. Для натяжения применяют приспособление (рис. 4-53).

Реконструкция крепления обмотки в пазах статора ТГВ-300.

Уплотнение боковых зазоров в пазах статора. Уплотнение обмотки статора в пазу производят, если боковой зазор между стержнями и стенкой паза 0,3 мм и более. Уплотнение стержня осуществляют путем отжатия стержня установочными ножами к стенке паза по направлению вращения ротора. Верхние стержни уплотняются обязательно, а нижние – только в пазах с вынутыми верхними стержнями.

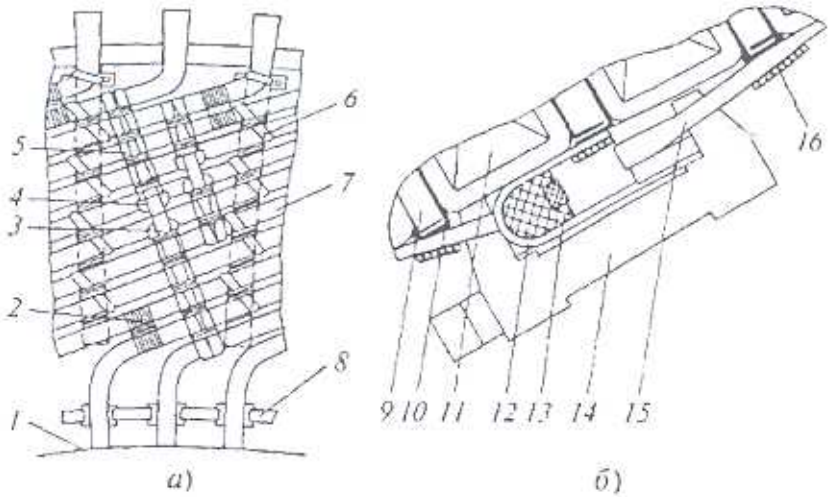


Рис. 4-52. Крепление лобовых частей обмотки статора с применением тангенциальных и радиальных бандажей:

а – развертка лобовых частей обмотки статора; *б*– тангенциальное бандажирование с применением фиксирующего бандажа [6, 35]; 1 – торец сердечника статора; 2 – бандаж; 3 – фиксирующий бандаж; 4 – оправка; 5 – тангенциальный бандаж; 6– радиальный бандаж; 7– стержень; 8– распорка; 9 –дистанционная колодка; 10 – формопласт препрег со стеклотканью; 11 – стержень; 12 – фиксирующий бандаж; 13 – оправка; 14 – технологическая струбцина; 15– петля тангенциального бандажа; 16– фиксирующий бандаж

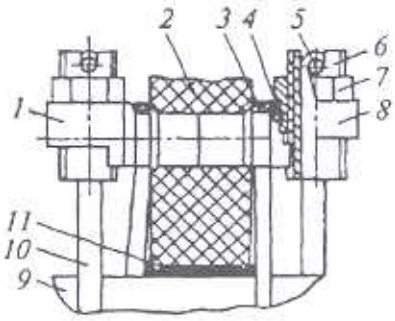


Рис. 4-53. Натяжное устройство [6]:

1 – левая опора; 2 – кронштейн; 3– петля радиального бандажа; 4 – стопор; 5– штифт; 6– тяга; 7– гайка; 8– правая опора; 9 –стержень; 10 – конец радиального бандажа; 11 –препрег

Выявленный зазор с одной стороны стержня уплотняют боковыми полупроводящими прокладками из волнистого и плоского полупроводящего стеклотекстолита СТЭФ-ПВ толщиной 0,4-0,8 мм и СТЭФ-П толщиной 0,2-0,8 мм. Волнистый стеклотекстолит нарезают под углом 45°С к направлению волны полосами (120х124) мм.

Установочными ножами толщиной 0,5 мм (конструкция аналогична клиньям, показанным на рис. 12-107), расположенными на расстоянии 250 мм друг от друга по всей длине паза, отжимают стержень к стенке паза, затем заменяют ножами толщиной 0,7 мм.

Отжатие стержня выполнено, если рядом с каждым установочным ножом нельзя ввести щуп толщиной 0,3 мм или между стержнем и противоположной стенкой – контрольный щуп толщиной 0,25 мм.

После отжатия стержня в образовавшийся зазор, начиная с середины сердечника к краям через специальную оправку (рис. 12-98б) устанавливают уплотняющие прокладки из полупроводящего стеклотекстолита. Технологический припуск по высоте уплотняющих прокладок обрезают специальным ножом. Затем установочные щупы аккуратно удаляют в радиальном направлении.

Перед уплотнением боковых зазоров в пазу статора, как и перед укладкой обмотки

на дне паза и между прокладкой и дном паза (щуп толщиной 0,25 мм не должен входить в эти зазоры).

Требования к установке боковых прокладок:

длина неуплотненных промежутков не должна превышать 50 мм, а общая длина неуплотненных участков не должна превышать 30% длины паза;

не менее 70 % уплотняющих прокладок должно быть установлено на всю высоту стержня;

зазор под гребнем волны уплотняющих прокладок, как со стороны стержня, так и со стороны паза не должен превышать 0,2 мм;

щуп 0,25 мм шириной 25 мм не должен входить ни в одном месте по всей длине уплотненного паза между стержнем и прокладкой, прокладкой и пазом, боковой поверхностью стержня и стенкой паза, к которой отжимался стержень.

После уплотнения стержня в пазу проверяют целостность каждого установочного ножа, особенно его заточенной кромки. Категорически запрещается оставлять отломившиеся куски ножей в статоре, даже если для удаления их потребуется выемка уплотненного стержня.

Бандажировку стержня в лобовой части производят после уплотнения стержня в пазу.

Заклиновка обмотки в пазах препрегом и встречными клиньями.

При перемотке статора на дно паза и между стержнями устанавливают прокладки из препрега, обернутого одним слоем пленки 0,03x50 ГОСТ 12508-73 и одним слоем стеклолакоткани ЛСК-5 0,15 ТУ 6-503,095-71. В процессе укладки уплотняют боковые зазоры в пазах (см. выше).

Если статор не перематывается, то пазы расклинивают, продувают сухим сжатым воздухом, затем очищают с помощью пылесоса. Тщательно проверяют отсутствие повреждений активной стали статора и изоляции стержней обмотки. Затем уплотняют зазор между стержнем и стенкой паза прокладками из полупроводящего стеклотекстолита (см. выше). Если такие прокладки были установлены ранее, то проверяют качество уплотнения бокового зазора и – при необходимости – восстанавливают боковое крепление.

Стержень осаживают в паз шестью домкратами, расположенными равномерно вдоль паза через специальную нажимную изоляционную планку.

Клиновку паза ведут со стороны контактных колец в сторону турбины. Пять концевых клиньев с каждой стороны паза устанавливают на клее 88 Н. Клеем смазывают скосы паза под клин, склеивают прокладки подклиновой вымостки и приклеивают к клину и полупроводящей прокладке, лежащей на стержне.

Установку встречных клиньев в пазу удобнее начинать с верхних пазов.

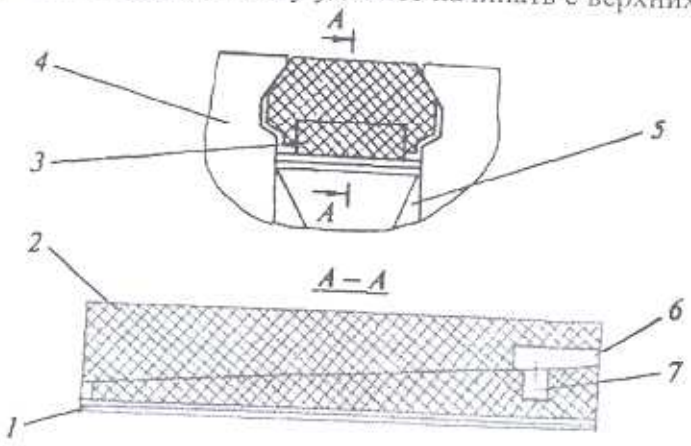


Рис. 4-54. Встречные клинья в пазу статора:
1 – подклиновые прокладки; *2,3* – верхний и нижний клинья; *4* – зубец сердечника статора; 5 – верхний стержень; *6* – паз 7 x 9 мм; 7 – отверстие диаметром 7 мм

Со стороны контактных колец в пазу на стержень укладывают полупроводящую прокладку из СТЭФ-П, а затем набор подклиновой вымостки из СТ-I (прокладок допускается не более 3-х). После этого устанавливают верхний концевой пазовый клин. Определяют необходимую толщину подклиновой вымостки, чтобы пазовый клин был установлен с натягом. Определение толщины подклиновой вымостки производят с помощью специального шаблона-клина, размеры которого соответствуют нижнему клину номинальной толщины.

Клин-шаблон устанавливают вместо нижнего клина ручным усилием доотказа или легкими ударами киянки без натяга, после чего определяют положение торца верхнего пазового клина по шкале шаблона. Отметка «0» по шкале шаблона при совпадении с торцом верхнего пазового клина соответствует плотной, но без натяга установке нижнего клина с номинальными размерами. Смещение клина-шаблона на одно деление шкалы соответствует изменению толщины подклиновой вымостки на 0,1 мм. Если торец верхнего пазового клина совпадает с отметкой на шкале до «0», то число делений до «0» уменьшает толщину подклиновой вымостки, а если – после «0», то число делений после «0» увеличивает толщину вымостки. После проведенных замеров изменяют (уточняют) толщину набора подклиновой вымостки.

Непосредственно под клин устанавливают прокладки-вымостки длиной, равной длине клина. Нижний клин забивают ударами молотка через специальную вымостку, исключающую повреждение активной стали сердечника, до совпадения торцов верхнего и нижнего клиньев. Проверяют плотность установки пары встречных клиньев. Клинья должны быть установлены плотно. Вибрация клина, определяемая на ощупь при простукивании, должна отсутствовать.

Раздел пятый

РЕМОНТ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

В разделе рассматривается ремонт роторов турбогенераторов, выпускаемых отечественными заводами и аналогичных по конструкции роторов иностранных фирм. Ремонт составных роторов фирм АЕГ и ГАНЦ не рассматривается. Описание приспособлений и инструмента, применяемых для ремонта, дано в разделе 12. Объем испытаний генератора перед остановкой для ремонта ротора приведен в разделе 14. Выемка ротора производится в соответствии с указаниями раздела 3.

Последовательность разборки ротора такова:

Снимаются вентиляторы или компрессор, бандажи и центрирующие кольца, полумуфта, контактные кольца, вынимается токоподвод; удаляются пазовые клинья; выматываются витки обмотки; удаляется корпусная изоляция.

Вентиляторы после удаления болтов крепления их к центрирующему кольцу выводятся из заточки отжимными болтами, опускаются на деревянный брусок, установленный между валом и вентилятором, после чего снимаются с вала. Ступицы вентилятора и компрессор снимаются с вала при помощи стяжных шпилек с предварительным подогревом ступицы до температуры 200–300°С, компрессора – до 60–80°С. Вентиляторные лопатки и гайки шпилек крепления при нагреве открытым пламенем закрывают асбестом. Вал ротора в районе посадки оборачивают мокрым листовым асбестом или асбополотном. Нагрев начинают с наружной поверхности ступицы (компрессора). Разрешается при необходимости наносить удары по снимаемой детали деревянными брусками или молотком через бронзовую (алюминиевую) прокладку. Удары следует наносить одновременно с двух взаимно противоположных (по окружности) точек.

Далее при необходимости производятся работы по ремонту различных узлов ротора: разборка и ремонт бандажного узла, расклиновка и ремонт обмотки ротора с частичной или полной перемоткой, ремонт или замена токоподводов, ремонт или замена контактных колец.

5.1. Съем и посадка бандажных колец

Перед началом работ следует выяснить способ посадки и конструкцию крепления бандажей, ознакомиться с заводскими чертежами роторного узла, заводскими и ведомственными инструкциями по съему. Установить по чертежам и имеющимся формулярам посадочные натяги. Существуют три типа посадки бандажных колец: на центрирующее кольцо и заточку бочки (двухпосадочные), на центрирующее кольцо (отставленные), на заточку бочки (консольные). Способ посадки, а также возможность съема бандажа с центрирующим кольцом в сборе или раздельно определяются по заводским или исполнительным чертежам модернизации.

Основные способы крепления бандажных колец от аксиального сдвига: кольцевой или сегментной шпонкой, накидной гайкой, центробежным вентилятором или упорным кольцом (см. также раздел 2). Там же указаны величины натягов между деталями бандажного узла в заводском исполнении: бандажное кольцо – бочка ротора, бандажное кольцо – центрирующее кольцо и центрирующее кольцо– вал ротора.

В однопосадочных консольных бандажах турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 крепление опорного кольца в бандажном – неразъемное. При необходимости разборки опорное кольцо удаляется проточкой.

В табл. 5-1 даны значения коэффициентов линейного расширения материала бандажных и центрирующих колец и предельные температуры их нагревов.

Таблица 5-1

Материал	Коэффициент линейного расширения	Предельная температура нагрева детали, °С
Немагнитная сталь	$17x10^{-6}$	250
Магнитная сталь	$12x10^{-6}$	300
Алюминиевый сплав АК-4	$21x10^{-6}$	200
Титановый сплав ВК-3	$8–9x10^{-6}$	450

Превышать при нагреве указанные в табл. 5-1 температуры не рекомендуется во избежание резкого снижения механической прочности металла и электрической прочности подбандажной изоляции.

Нагрев магнитных бандажей можно проводить открытым пламенем керосиновой форсунки, избегая ожогов и местных нагревов. Нагрев немагнитных бандажей открытым пламенем запрещен и проводится индукционным способом от источника тока частотой 50 Гц.[1]

Для индукционного нагрева бандажей применяют два типа индукторов: жесткие и гибкие (раздел 12). Жесткие предназначены для бандажей, различающихся по диаметру не более чем на 50 мм. Изготавливаются они из медной трубки с наружным диаметром около 20 мм и толщиной стенки 1–2 мм. Медную трубку можно заменить латунной с припаянной к ней медно-фосфористым либо серебряным припоем медной шинкой сечением около 20x5 мм.

Гибкие индукторы применяются для бандажей любого диаметра и изготавливаются из многожильного гибкого медного провода, помещенного в прорезиненном рукаве внутренним диаметром 20–30 мм. Сечение меди выбирается исходя из плотности тока 1000–1200 А/см^2. Величина тока указана в табл. 5-2. Специальным наконечником индуктор подсоединяется к питающему его трансформатору и водопроводной линии с давлением 0,2–0,4 МПа. Число витков индуктора и длина его приведены в табл. 5-2. В средней зоне витки укладываются с зазором 10–15 мм. Крайние витки для лучшего нагрева торцов бандажа наматываются вплотную, а для коротких бандажей – в два слоя. Обмотка питается от специального сухого однофазного понижающего трансформатора мощностью 150–160 кВА, напряжением 120–130 В, с током 1200–1500 А. Специальный трансформатор можно заменить сварочным трансформатором типа ТСД (табл. 5-2). Температура бандажа измеряется контактным термометром (термощупом) или бесконтактным термометром (раздел 12). Если для термоконтроля используются термопары, количество их должно быть не менее четырех по двум взаимно перпендикулярным диаметрам. Применение припоя ПОС или олова для определения температуры запрещается.

Для контроля термощупом намечают места его установки, обеспечивающие свободный доступ к бандажу в процессе нагрева.

Перед разборкой бандажного узла проверяют наличие сборочных меток; при их отсутствии метки наносят заново. Бандажное кольцо маркируют на торцевой поверхности, против оси полюса ротора. Полюс, соединенный электрически с контактным кольцом, ближайшим к бочке ротора, маркируется буквой А. Сборочная метка выполняется в виде лыски глубиной до 3 мм. Сборочная метка выполняется с плавными закруглениями и шероховатостью поверхности не более Ra 2,5.

[1] Нагрев токами высокой частоты ранее не применялся из-за опасности поверхностной закалки металла бандажа. В настоящее время заводом «Электросила» разработан и успешно внедрен нагрев бандажей мощных турбогенераторов токами высокой частоты, для чего используется установка индукционного высокочастотного нагрева ИГП-1.

Таблица 5-2. Параметры системы индуктор-бандаж

Турбогенератор	Число витков	Ток, А	Напряжение, В	Активная мощность, кВт	Полная мощность, кВА	Коэффициент мощности	Время нагрева бандажа до 250°С, мин	Длина индуктора, м	Тип источника питания
Т2-25-2, ТВС-30, ТВ2-30-2, ТВФ-60-2, ТГВ-25	26	775	72	33,4	55,5	0,6	45	80–85	ТСД-1000-4
ТВФ– 100-2, ТВВ– 165-2	19	1400	79	72	111	0,05	35	80–85	ТСД-2000-3[1]
ТВ2-100-2, ТВВ-200-2, ТВВ-320-2	21	1400	80	75,5	112	0,675	50	80–85	ТСД-2000-3
ТВ-50-2, ТВ-60-2	23	1400	79	77	114	0,675	55	85	ТСД-2000-3
ТВ2-150-2, ТГВ-200, ТГВ-300	21	1400	80,5	80	114	0,675	60	85	ТСД-2000-3
ТВВ-500-2	22	1400	88	80	125	0,675	60	85-90	ТСД-2000-3

[1] Можно использовать два трансформатора ТСД-2000-2, соединив параллельно обмотки на стороне высокого напряжения и последовательно – на стороне низкого напряжения.

Бандажные и центрирующие кольца дополнительно маркируются буквами: К – со стороны контактных колец (возбудителя), Т – со стороны турбины (привода). Буквы наносятся эмалями типа ГФ-92-ХС, ГФ-92-ГС или другими теплостойкими эмалями, или насыщенным раствором медного купороса в 20% растворе щавелевой кислоты. Высота шрифта – не менее 10 мм. Производить маркировку керном, зубилом или другим режущим инструментом не допускается. Центрирующее кольцо маркируют на наружной торцевой поверхности, просверливая два глухих отверстия по оси полюса А. Рядом наносят, соответственно, букву К или Т.

Аксиальное положение бандажа относительно бочки ротора определяется зазором между торцевыми плоскостями бочки и носика бандажного кольца, измеренным в четырех точках по окружности – соответственно, по оси большого зуба и нейтрали. Результаты измерений записывают в ремонтный формуляр.

После проверки маркировки снимают детали крепления бандажа в соответствии с заводскими и ведомственными инструкциями. Кольцевые шпонки турбогенераторов ТГВ-25, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2 и других роторов аналогичных конструкций отжимают болтами через резьбовые отверстия в специальном кольце, надеваемом на бандаж (рис. 5-1) . Во избежание деформации шпонки («выпучивания» ее участков) между соседними болтами необходимо убедиться в возможности свободного перемещения шпонки в пазу и определить положение ее концов. Для отжатия шпонки завинчивают болт, расположенный диаметрально противоположно концам шпонки; остальные болты затягивают до упора последовательно в порядке очередности.

При шпонке, зажатой болтами до отказа, нагревают бандаж и продвигают его в сторону бочки для полного освобождения шпонки. В отжатом состоянии шпонка должна полностью опуститься в свою шпоночную канавку, при этом концы отжимных болтов не должны препятствовать съему бандажа. Отжимные болты с полусферическими концами изготавливают из стали марки 40Х или ей подобной.

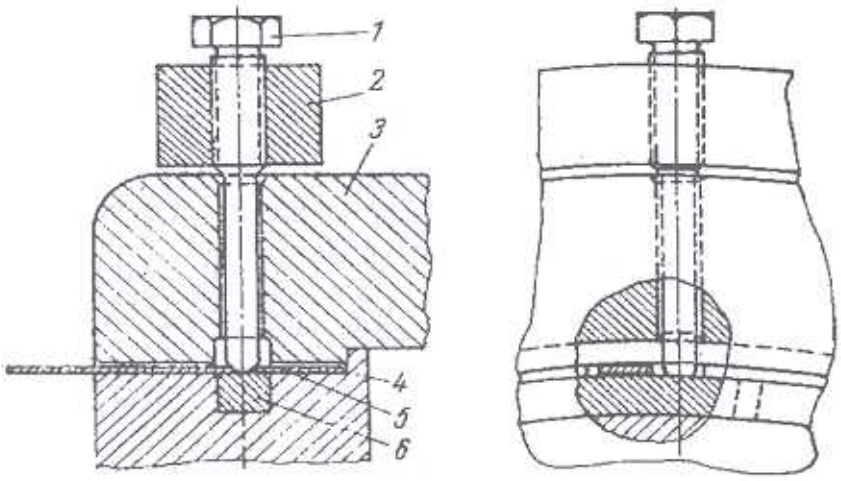


Рис. 5-1. Отжимание кольцевой шпонки:
1 – болт отжимной; *2* – кольцо с резьбовыми отверстиями; *3* – бандажное кольцо; *4* – центрирующее кольцо; *5* – стальная пластинка; *6* – кольцевая шпонка

При деформации («выпучивании») шпонки ее следует освободить от отжимных болтов; повернуть бандаж на половину шага между отжимными болтами и повторить операции по отжатию шпонки.

При наличии продольных вырезов на наружной посадочной поверхности центрирующего кольца в эти вырезы после отжатия шпонки закладывают стальные пластинки, удерживающие шпонку в опущенном состоянии, что позволяет вывернуть отжимные болты.

Если бандаж не имеет резьбовых отверстий для отжатия шпонки, эта операция выполняется стальными пластинками через вырезы в центрирующем кольце.

Если шпонка не утапливается, бандаж следует «досадить», т.е. нагреть и сдвинуть в сторону бочки ротора.

Кольцевые сегментные шпонки бандажей турбогенераторов серии ТГВ с зубчатым замком удерживаются от перемещения в эксплуатации клиньями, закрепленными стопорными винтами. При разборке стопорные винты выворачивают и клиньями со скошенными торцами перемещают шпонку в тангенциальном направлении, выводя ее из зацепления с зубцами бочки ротора. После вывода шпонки из зацепления перед съемом бандажа фиксируют ее положение специальными струбцинами (рис. 5-2).

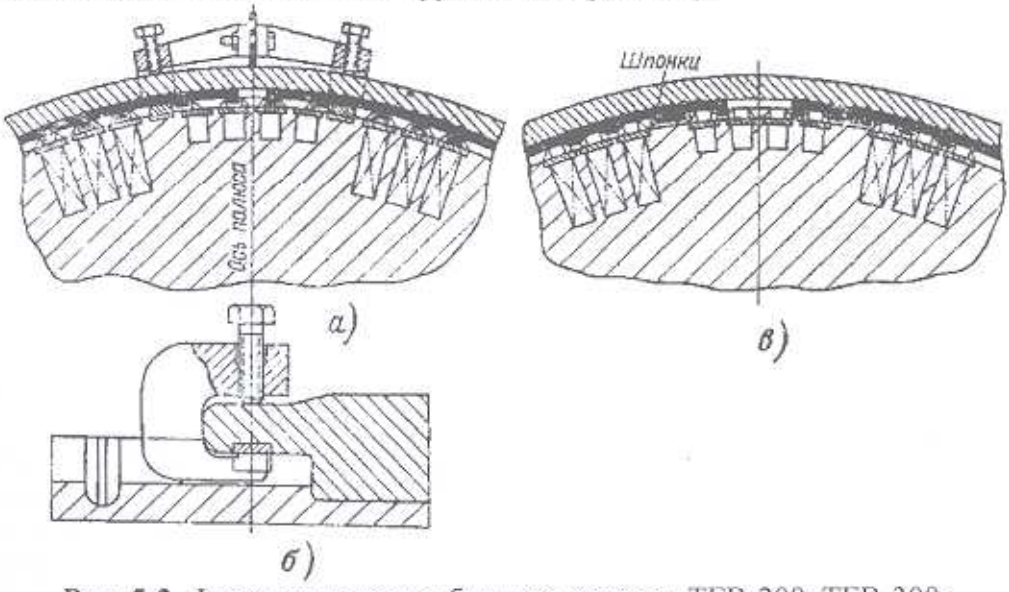


Рис. 5-2. Фиксация шпонки бандажа роторов ТГВ-200, ТГВ-300:
а, б – положение шпонок при съеме и посадке; *в* – положение шпонок в рабочем состоянии

Накидные гайки консольных бандажей турбогенераторов ТВВ подогревают индуктором до температуры 100–120°С и отворачивают специальным ключом, постепенно повышая усилие на его рукоятке. Разрешается тянуть рукоятку ключа подъемным краном через веревочный строп, подвешенный к крюку через динамометр. При всех операциях с гайкой следует принять меры, предохраняющие резьбу от повреждения.

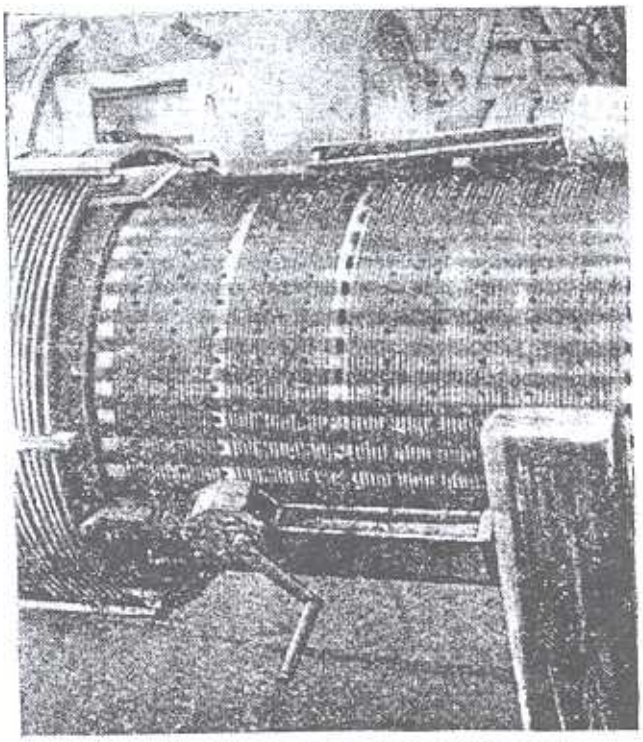


Рис. 5-3. Съем бандажей реечным домкратом

После снятия крепежных деталей на бандаж надевают хомут из полосовой стали сечением около 6x100 мм с приваренной к нему скобой для строповки бандажа при съеме его с вала ротора; собирают приспособление для съема, которое должно обеспечить плотный захват бандажа, необходимое для съема усилие (100–300 кН для бандажей роторов генераторов мощностью до 800 МВт включительно) и исключить возможность повреждения поверхности бандажа. Получившие распространение приспособления для съема бандажа с гидроприводом приведены в разделе 12.

При отсутствии заводского приспособления бандажи турбогенераторов мощностью от 25 до 300 МВт можно снимать двумя реечными домкратами с усилием по 50 кН (типы домкратов и их характеристики приведены в разделе 12). Пята домкрата упирается в угольник, прикрепленный к бочке; лапа – через алюминиевую подкладку – в носик бандажа. Домкраты располагают диаметрально противоположно и скрепляют проволокой, предохраняющей их от перемещения в процессе съема (рис. 5-3).

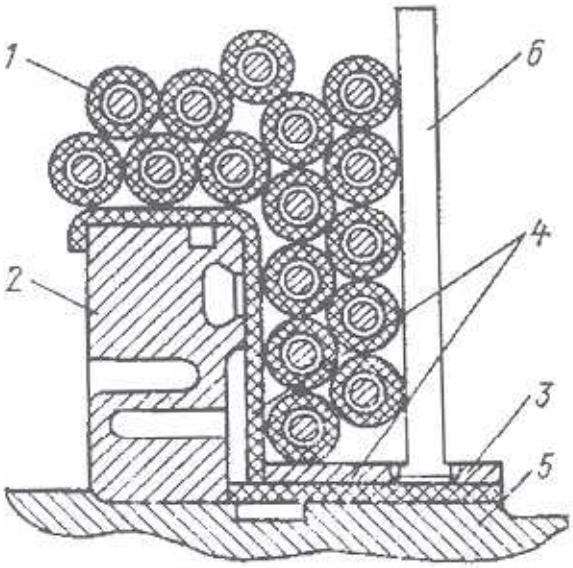


Рис. 5-4. Нагревание центрирующего кольца гибким индуктором:
1 – гибкий индуктор;
2 – центрирующее кольцо;
3 – экран медный; *4* – асбестовое полотно; *5* – вал ротора; *6* – штыри

Бандажи роторов серий Т2, ТВ, ТВФ и другие двухпосадочные бандажи снимают без центрирующего кольца. При необходимости съема центрирующих колец предварительно разбирают их крепление от аксиального сдвига. Наиболее распространенные способы крепления центрирующих колец на валу: при помощи сухарей, кольцевых шпонок, поворотных колец-замков, сегментных шпонок, гаек и стопорных болтов. Зажатое крепление центрирующего кольца перед разборкой необходимо освободить, для чего кольцо подогревают и подвигают в сторону бочки.

Натяги посадки центрирующих колец на вал даны в заводских чертежах. Необходимая (предельная) температура нагрева указана в табл. 5-1.

Нагрев ведется двумя горелками № 6, работающими на ацетилене или пропан-бутане. Применяется также нагрев гибким индуктором (рис. 5-4) и специальными небольшими керосиновыми форсунками.

При нагреве Z-образных или мембранных центрирующих колец, изготовленных из высоколегированных сталей, принимают меры против ожога поверхности колец, непрерывно перемещая горелки по поверхности кольца. Нагрев ведется внешней частью пламени. Сначала нагревают наружную часть кольца, затем внутреннюю (у места посадки на вал). Момент отделения посадочной поверхности кольца от вала определяют по изменению тона звука при простукивании внутренней части кольца. Кольцо снимается с вала двумя шпильками с резьбой М30. Допускается съем кольца одновременными легкими ударами двух молотков через алюминиевые или медные проставки.

Если центрирующее кольцо снимается с вала вместе с бандажным кольцом, вынимают центрирующее кольцо из последнего, придерживаясь следующего порядка: бандаж устанавливают вертикально на деревянной вымостке, защищенной асбестом, центрирующим кольцом вверх (или вниз) в зависимости от конструкции посадочного места; на кольцо накладывают мокрый асбест или наливают воду в канавку для балансировочного груза; интенсивно нагревают тыльную часть бандажа и выбивают легкими ударами кувалды центрирующее кольцо через алюминиевые или медные проставки.

Перед съемом полумуфты вывертывают или высверливают винты, стопорящие шпонки. Нагрев полумуфты ведут двумя керосиновыми или четырьмя–шестью ацетиленовыми горелками № 6. В процессе нагрева вал непрерывно охлаждают холодной водой, подающейся из бачка емкостью около 20 л с краном. Отверстия для соединительных болтов заполняют асбестовыми пробками. Полумуфты роторов генераторов мощностью от 25 МВт и выше стягивают приспособлением, рассчитанным на усилие 500–1000 кН. Необходимое усилие около 1000 кН создается винтовым домкратом любого типа (рис. 5-5). Для облегчения съема рекомендуется после нагрева полумуфты выбить шпонки.

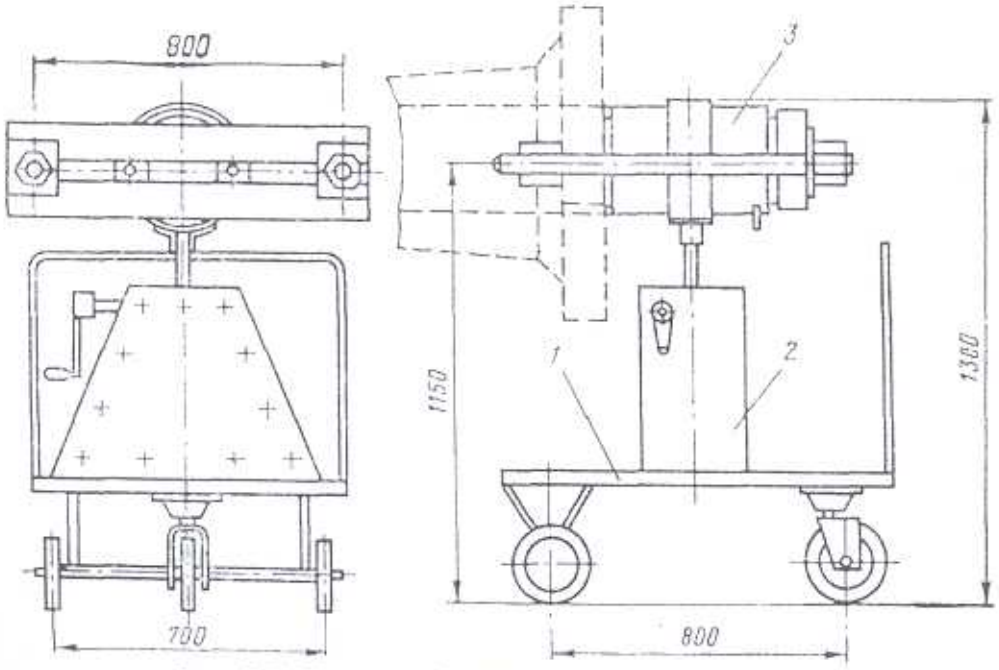


Рис. 5-5. Приспособление для съема полумуфт:
1 – тележка; *2* – винтовой подъемник; *3* – гидроцилиндр

При сборке узла роторного бандажа с вынутым центрирующим кольцом первым надевается центрирующее кольцо. Кольцо подвешивают на кране, нагревают двумя сварочн-

ными горелками № 6 или керосиновыми форсунками до температуры 120–150°С, предохраняя его от ожогов, как указано выше. Нагретое кольцо краном надвигают на посадочное место вала, помогая одновременно (при необходимости) легкими ударами двух деревянных брусков. Сразу после посадки кольца на место проверяют угольником отсутствие перекосов и собирают крепление кольца от аксиального сдвига.

Перед тем, как надеть бандажное кольцо, все кольцо и особенно его посадочные поверхности тщательно очищают от пыли, смазки, следов коррозии и т. д. После очистки бандаж осматривают для выявления поверхностных дефектов, проверяют наличие фасок на краях посадочных поверхностей. При отсутствии последних края посадочных поверхностей, обращенные в сторону бочки ротора, обрабатывают личным напильником до получения фаски размеров 2х2 мм, проверяют наличие маркировки, паспорта посадочных мест и формуляры натягов. Подготавливают нутромер, установленный на размер, больший, чем диаметр посадочного места бочки ротора (центрирующего кольца), на величину его технологического зазора (порядка 0,5–0,6 мм). Установку нутромера проверяют по бандажному кольцу, прибавляя величину натяга и технологического зазора непосредственно по микрометрической шкале мерительной головки.

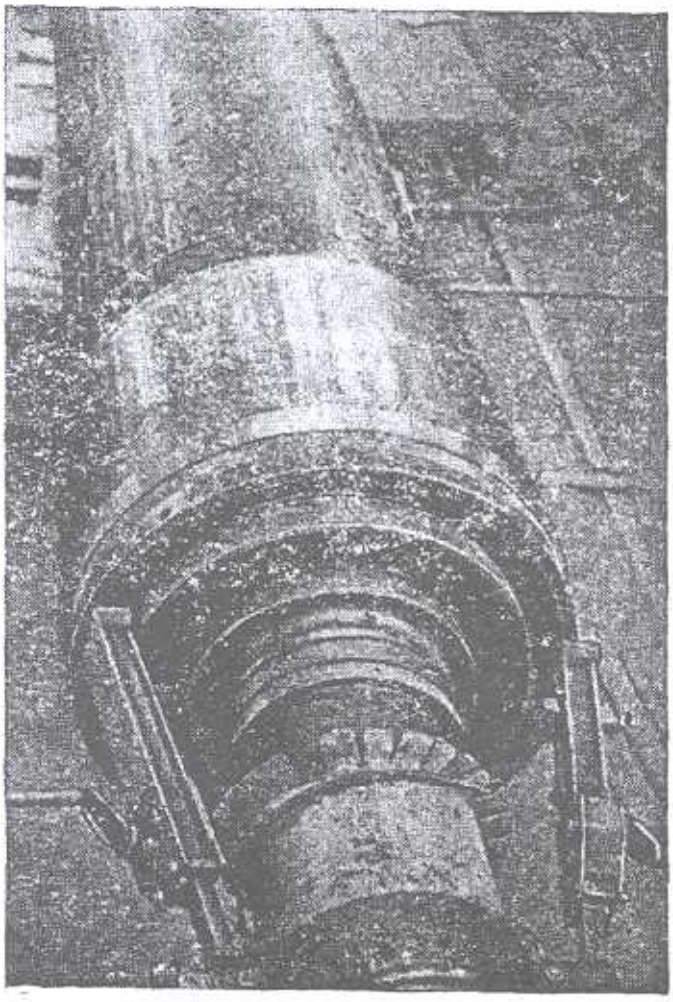


Рис. 5-6. Надевание бандажа двумя реечными домкратами

На бандаж надевают хомут из полосовой стали с размерами сечения около 100х6 мм с приваренной петлей для подвешивания на кране. Наружную поверхность бандажа закрывают асботканью, оставляя открытые поверхности для контроля температуры термощупом. Поверх асботкани собирают гибкий или жесткий индуктор, оставляя места для термощупа. Подвешивают на кране горизонтально бандаж, центрируют его относительно лобовых частей обмотки ротора, надвигают на ротор до предела, добиваясь поворотом хомута совмещения маркировочных меток на бандаже и бочке ротора.

Точное совпадение меток, особенно для роторов ТГВ-200 и ТГВ-300, обязательно. Бандаж отводят, протирают его внутреннюю поверхность, подают воду в индуктор и начинают нагрев. Температуру контролируют термощупом. Нагрев бандажа до температур выше указанных в табл. 5-1 запрещен. Рекомендуемая температура нагрева стальных бандажей 200–250°С. Нагрев прекращают, убедившись, что диаметр посадочной поверхности бандажа равен контрольному размеру, установленному на нутромере, или превышает его.

Непосредственно перед посадкой протирают бандаж внутри салфеткой, подбандажную изоляцию натирают парафином.

При посадке роторных бандажей с креплением носика кольцевой шпонкой последнюю утапливают в паз бочки ротора и стягивают ее медной проволокой диаметром 1,5–2 мм (проволоку срезают кусачками после того, как в процессе посадки бандажное кольцо заходит на шпонку). Кольцевую шпонку в тыльной части бандажа можно предварительно не утапливать в паз центрирующего кольца, поскольку при надевании бандажа она отжимается на место внутренней конусной поверхностью бандажного кольца в процессе его надевания на лобовые части.

Бандаж сажают на место, последовательно действуя краном и приспособлением для надевания бандажа; по мере продвижения бандажа снимают хомуты крепления подбандажной изоляции. В процессе посадки бандажа на место допустимы легкие удары деревянной шпалой по его тыльной части. Приспособление для надевания бандажа в стянутом состоянии оставляют на роторе до полного остывания бандажа.

При отсутствии специального приспособления для посадки бандажей применяют реечные домкраты (типов ДР-5, ДР-7 и аналогичных), используя специальный хомут в качестве упора (рис. 5-6). После посадки бандажа с кольцевой шпонкой через отверстия в бандаже при помощи бородка проверяют свободу перемещения шпонки. При необходимости «зажатую» шпонку освобождают, передвигая бандаж в осевом направлении. Проверяют и заносят в формуляр зазоры между торцами бандажа и бочки ротора. Допустимая разность зазоров по окружности равна 0,25 мм.

При посадке бандажей роторов турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300 шпонки закрепляют в пазу бандажного кольца специальными струбцинами по меткам. При надетом бандаже струбцины должны зайти в вентиляционные каналы большого зуба. После посадки бандажа снимают струбцины и специальными клиньями, передвигающимися в вентиляционных пазах ротора, сдвигают шпонку в тангенциальном направлении, пока зубцы шпонки полностью зайдут за зубцы ротора. Клин при этом должен дойти до заводской метки. Клинья предохраняют от аксиального сдвига стопорными винтами.

При посадке бандажей роторов генераторов ТВВ-320-2 с креплением бандажа гайкой последнюю наворачивают в горячем состоянии после полного остывания бандажного кольца; подогрев гайки до 100–120°С ведется при помощи индуктора.

Крепление бандажного кольца закладной шпонкой с внешнего торца центрирующего кольца производится на горячем бандаже. Крепление бандажного кольца от аксиального сдвига другими способами – вентилятором, специальным кольцом и т. д. – выполняется после полного остывания бандажа.

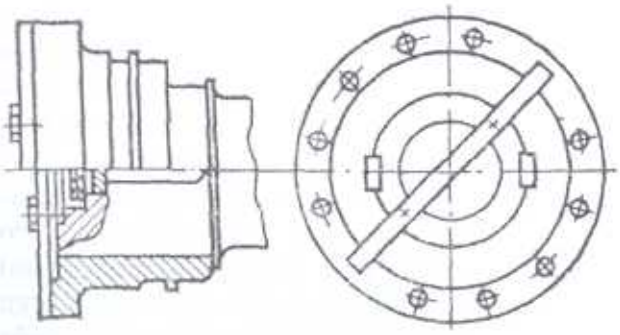


Рис. 5-7. Крепление полумуфты планкой при надевании на вал ротора

Полумуфта ротора надевается с нагревом двумя керосиновыми форсунками, двумя-тремя ацетиленовыми горелками № 6 или индуктором до температуры 250–300°С; насаживается на посадочное место до упора, после чего закрепляется от сползания планкой сечением около 120x20 мм, которая крепится болтами к торцу ротора (рис. 5-7). Отсутствие перекоса торца муфты по отношению к валу проверяется угольником. В шпоночные пазы устанавливаются временные клиновые шпонки. По остывании полумуфты их вынимают и заменяют подогнанными по краске постоянными шпонками, которые закрепляются стопорными болтами.

5.2. Ремонт в пределах лобовых частей ротора

Ремонт лобовых частей обмотки начинают после съема бандажного кольца: снимают подбандажную изоляцию, что открывает доступ к обмотке.[1]

Витковую изоляцию проверяют при снятых бандажах, сравнивая падения напряжения переменного тока на обмотке каждого полюса. При равенстве падений напряжения на участках «межполюсная перемычка – первое кольцо» и «межполюсная перемычка – второе кольцо» витковые замыкания отсутствуют. Неравенство указанных величин требует проверки распределения падения напряжения переменного тока по отдельным катушкам. В дефектной катушке, сравнивая падение напряжения между каждыми двумя соседними витками, находят замкнутые витки, а по падению напряжения вдоль витка определяют место виткового замыкания.

Наличие витковых замыканий при надетых бандажах проверяют двумя скобами (питающей и приемной) из трансформаторной стали с намотанной на них обмоткой. Сечение сердечника питающей скобы равно 20x30 мм, высота – 40 мм, обмотка состоит из двух катушек по 14 витков каждая с сечением провода 12 мм^2 (3x4 мм); сечение сердечника приемной скобы –25x25 мм, высота – 60 мм. Обмотка состоит из двух катушек по 12000 витков каждая из провода марки ПЭ диаметром 0,1 мм. Скобы устанавливают на проверяемый паз бочки ротора (рис. 5-8). Одна из скоб (питающая) включается в сеть переменного тока через трансформатор 220/36 В, к другой скобе через выпрямитель присоединяется чувствительный гальванометр. При отсутствии витковых замыканий отклонение стрелки гальванометра не превышает двух делений. О наличии витковых замыканий в проверяемом пазу свидетельствует отклонение стрелки, достигающее 10–20 делений.

Для испытания витковой изоляции используются также приборы ИВЗ-18, ИВЗ-21 производства завода «Электросила».

Ремонт витковой изоляции. Витковая изоляция в лобовой части обмотки восстанавливается установкой изоляционных прокладок различными способами в зависимости от расположения поврежденного участка и площади поврежденной изоляции. У роторов с открытой пазовой гильзой для облегчения работы может быть расклинен паз и удалена подклиновая прокладка. Применяются следующие способы ремонта:

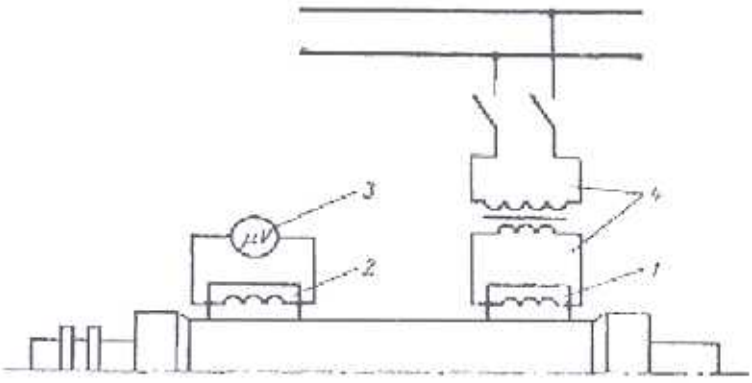


Рис. 5-8. Установка скоб для проверки витковой изоляции;
1 – генерирующая скоба; *2* – приемная скоба;

а) при частичном ремонте витковой изоляции осторожно деревянными или текстолитовыми клиньями раздвигают витки и заводят между ними прокладку из стеклотекстолита или прокладочного миканита, смазанную лаком ЭР1-30. На угловом участке прокладку закрепляют стеклолентой, намотанной в разбежку;

б) при необходимости полной замены изоляции данного витка (на стеклотекстолитовую) осторожно отгибают вверх витки лобовых частей. Место перегиба располагают в зоне выхода витка из паза. Участки изоляции, сохранившие механическую прочность и плотно припеченные к меди, заменять не следует;

в) при необходимости замены изоляции на нескольких витках последние отгибают вверх, предварительно разрубив их под углом 30° к оси витка возле оси полюса.

[1] Ремонт обмоток старых конструкций с алюминиевыми седлами на лобовых частях не рассматривается, поскольку такие роторы, оставшиеся в эксплуатации, были реконструированы.

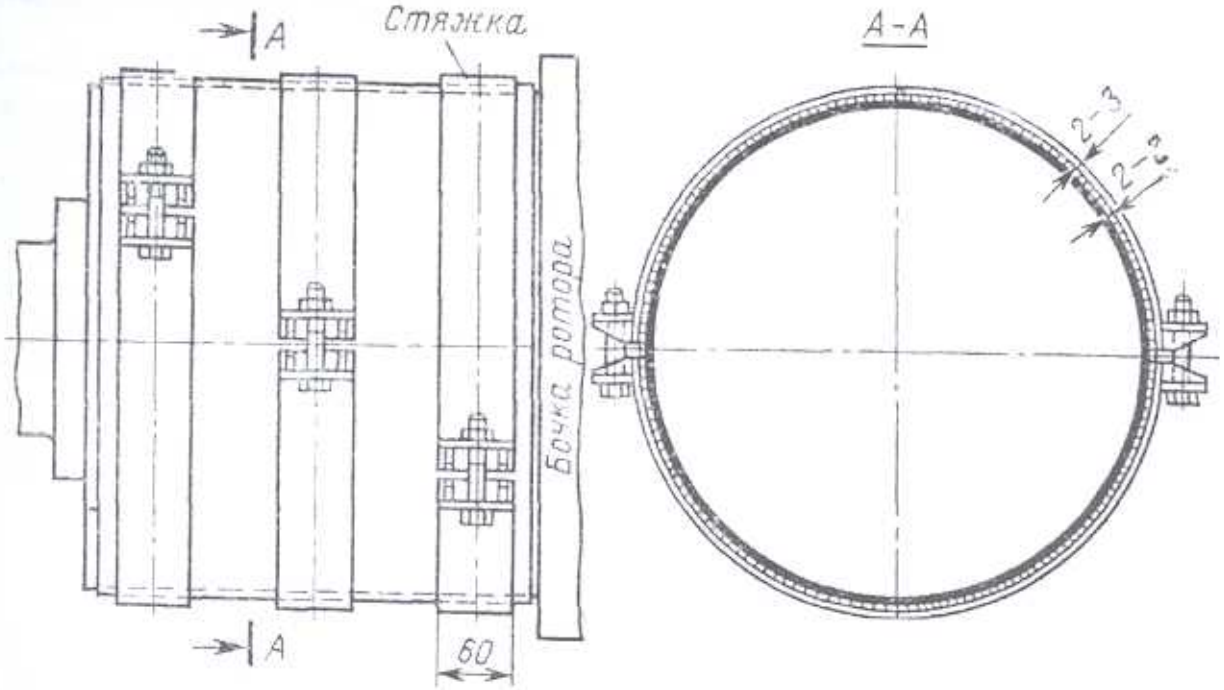


Рис. 5-9. Опрессовка лобовых частей обмотки ротора хомутами

После восстановления изоляции перед опусканием каждого витка его промазывают лаком ЭР1-30. Витки отгибают вниз и после установки на место полоской электрокартона дополнительно подают лак между витками, затем запаивают разрубленное место припоем ПСР-45 сварочной горелкой № 6. Участки катушек, соседние с местом пайки, необходимо надежно защитить от пламени горелки. После пайки тщательно зачищают спаянное место от наплывов припоя напильником.

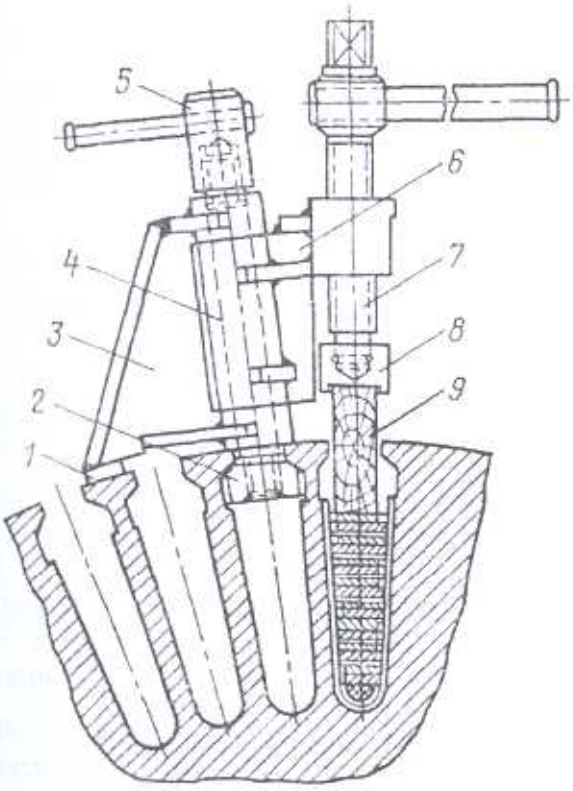


Рис. 5-10. Прессовка пазовой части обмотки ротора домкратом:
1 – опорная пластина; *2* – сухарь; *3* – корпус домкрата; *4* – стержень с резьбой; *5* – гайка с воротком; *6* – втулка; *7* – нажимный винт; *8* – наконечник; *9* – доска

Нижнюю сторону пайки после очистки осматривают при помощи зеркальца (зубоврачебного). После ремонта изоляции монолитность лобовых частей восстанавливают опрессовкой и запечкой.

Под нижние витки катушек в лобовой части подводят временную деревянную опалубку, обернутую триацетатной пленкой толщиной 0,1–0,15 мм. Последующая опрессовка проводится пресс-кольцом и сегментами, или хомутом из листовой стали толщиной 4–6 мм (рис. 5-9), или консольными клиньями, устанавливаемыми в паз вместо крайних клиньев. Опрессовочное усилие должно обеспечить удельное давление порядка 1,5–2 МПа.

При срочном ремонте прогревают током только ремонтируемую катушку, нагревая ее до температуры 120–130°С, поддерживают указанную температуру в тече-

ние 2–3 ч. после чего отключают нагрев и охлаждают катушку до температуры окружающей среды.

При витковом замыкании в пазовой части выбивают клинья; поднимая витки, вынимают поврежденный виток, восстанавливают его витковую изоляцию и вновь укладывают обмотку. Катушку выматывают в соответствии с технологией полной перемотки обмотки.

Замыкание на корпус на выходе из паза устраняют при невозможности замены гильзы, устанавливая стеклотекстолитовую прокладку на лаке ЭР1-30 с миканитовой крошкой. Место для прокладки подготавливают выборкой стенки гильзы ножовочным полотном.

При ремонте роторов с миканитовыми гильзами при замыкании в верхней трети катушки обрезают верхние края фирменной гильзы и устанавливают в паз сверху укороченную гильзу. При таком ремонте испытать полным напряжением обмотку обычно не удается из-за перекрытия по поверхности.

Во всех случаях частичной перемотки из-за повреждений в пазовой части обмотку опрессовывают домкратами, устанавливая их в соседние пазы, как показано на рис. 5-10. Режим прогрева ротора аналогичен указанному для ремонта лобовой части.

5.3. Перемотка ротора

Ротор перематывается при необходимости его реконструкции, смены изоляции или замены меди.

После снятия бандажей и центрирующих колец вынимают пазовые клинья, применяя для этого:

пневмомолотки (раздел 12);

гидротолкатели с усилием около 100 кН;

винтовое приспособление с усилием около 100 кН.

Зубилом с закругленным по радиусу 2–5 мм концом раздвигают клинья для установки выколотки или захвата тянущего приспособления. На клиньях с рифлениями и резьбовыми отверстиями для грузов используют наставку, приболчиваемую к клину. Расклинивать начинают паз с минимальной плотностью заклиновки.

Для ослабления посадки клиньев:

осаживают клинья ударами кувалды массой 3–5 кг через медную проставку;

интенсивно прогревают клинья горелкой № 6, защитив листовым асбестом бочку ротора. Затем интенсивно охлаждают клин сжатым воздухом;

прогревают током ротор до температуры 70–80°С.

При остывании ротора до 40–50°С посадка клиньев ослабевает. Иногда при тугой посадке применяют все три указанных способа.

Клинья маркируют, проставляя на каждом клине номер паза и номер клина. Маркировка должна обеспечить его установку в прежнее положение. Первый клин маркируют буквой В на конце со стороны возбудителя № 1 посередине. На втором клине ставят № 1 на конце, прилегающем к первому клину, и № 2 посередине, в том же порядке маркируют остальные клинья. Последний клин маркируют цифрой посередине и буквой Т на конце со стороны турбины. Выбитые из пазов клинья маркируют по пазам и связывают в пачки, складывая их в ящики по полюсам или на специальные стеллажи.

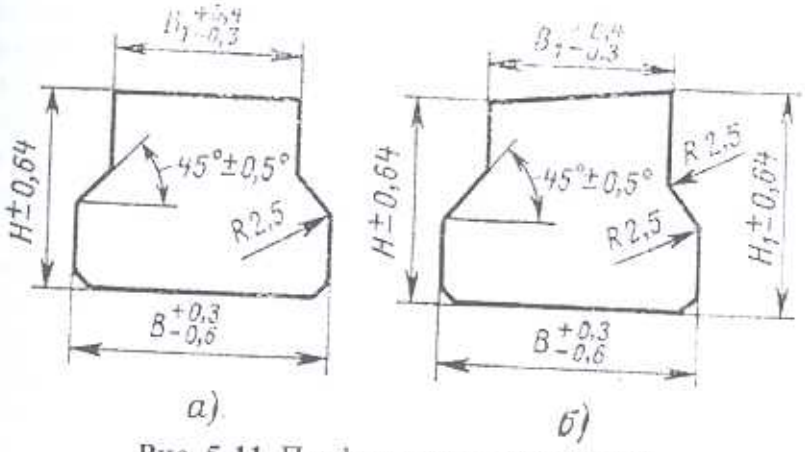


Рис. 5-11. Профили пазовых клиньев; *а* – для роторов без забора газа из зазора; *б* – с забором газа из зазора; В, $В_1$, Н, $Н_1$ –

Пазовые клинья роторов мощностью от 25 до 300 МВт изготавливаются из дюралюминиевого проката с пределом прочности 450–490 МПа, пределом текучести 320–360 МПа, относительным удлинением не менее 10%; для серии Т2 применяются профили проката Э4, Э5, для серий ТВФ и ТВВ – профили Э6, Э7, Э10 (рис. 5-11).

Концевые клинья мощных турбогенераторов изготавливаются из бронзы марок БрХ0,5 или БрАЖМЦ, стальные немагнитные клинья из сталей 1Х18Н9Т, 40Х4Г18, 60Х3Г8Н8В. Предел текучести бронзовых и стальных клиньев должен быть не менее 400 МПа, относительное удлинение не менее 12%. Пазовые клинья генераторов мощностью 800, 1200 МВт изготавливаются из титановых сплавов.

При необходимости новые пазовые клинья изготавливаются из проката прямоугольного сечения по следующей технологии:

На продольно-строгальном станке полосу обрабатывают по высоте по заданному размеру.

Специально заточенными резцами, укрепленными в одной державке, обрабатывают сразу обе боковые стороны детали по заданным размерам.

Заготовку разрезают механической ножовкой на фрезерном или поперечно-строгальном станке на отрезки требуемой длины.

Для роторов с косвенным охлаждением на поверхности клиньев простругивают или фрезеруют канавки рифления. Затем сверлят и нарезают отверстия для балансировочных грузов.

Для роторов с заборниками после разрезки и отрезки клиньев последние зажимают в приспособление и выстрагивают выступы заборников и дефлекторов. Затем зажимают клин в приспособление для сверления вентиляционных отверстий и сверлят отверстия в два приема. В том же приспособлении на фрезерном станке шпоночной фрезой круглые отверстия расфрезеровывают в овальные. На заводе-изготовителе («Электросила») овальные отверстия обрабатывают специальной фрезой-сверлом из стали Р18.

По окончании станочной обработки клинья опиливают вручную, снимая фаски, заусеницы и острые края. На торцах клиньев запиливают фаски 2х2 мм для облегчения заклиновки.

Вымотка катушек. Вымотка катушек начинается с разборки креплений.

Разборка крепления лобовых частей. Маркируют изоляционные распорки и клинья, вычерчивают эскиз лобовых частей с точным указанием вылетов лобовой части каждой катушки и междукатушечными зазорами на прямом и дуговом участках. При наличии деформации лобовых частей составляют паспорт положения витков каждой катушки.

Междукатушечные распорки и клинья вынимают монтажным ломиком-рычагом, используя для точки опоры соседние клинья и распорки. Если для опоры используют катушку, нижний виток данной катушки расклинивают относительно вала деревянным клином, а под ломик подкладывают отбортованную полоску электрокартона толщиной 1–2 мм, предохраняющую от повреждения медь верхнего витка. При необходимости выемку ведут ломиками с двух сторон. Ослабить посадку плотно сидящих фирменных изоляционных

клиньев можно, предварительно расклинив катушки специальным высоким стальным или текстолитовым клином, обернутым электрокартоном. В клине предусматривают сквозное отверстие диаметром 20–25 мм для последующего его удаления. Все детали крепления лобовых частей при выемке маркируют по позициям в соответствии с чертежом или эскизом, укладывая их в специально подготовленные ящики с пластиковыми бирками, обозначая на них номер ротора, стороны (В или Т), полюса (А или Б). На все сломанные при разборке детали делается эскиз, и в ремонтном журнале делается запись о необходимости их дополнительного изготовления.

Выемка меди. После разборки крепления лобовых частей маркируют все катушки: на дуговой части выбивают номер катушки, на прямолинейных частях номер пазов, в которых они расположены. Распаивают все междукатушечные и междуполюсные соединения. Катушки с пайкой в лобовой части (в роторах серий ТВФ, ТВВ, ТГВ и др.) маркируют номерами по обе стороны пайки.

В обмотках с пайками в каждом витке места паек распаивают сварочной горелкой и, отгибая лобовые части, снимают подклиновую изоляцию, ротор поворачивают вынимаемым пазом вниз и при помощи ломика и пневмомолотка вынимают витки. Полукатушки можно вынимать целиком, применяя набор клиньев и толкателей при помощи гидроцилиндра с усилием около 20 кН. Вынутые полувитки подрихтовывают киянкой на доске и связывают проволокой.

Аналогично указанному вынимают витки при замене меди катушек и при переводе роторов на непосредственное охлаждение: витки рубят острым широким зубилом посередине лобовой части, подкладывая под них стальную полосу. При выемке обмотки роторов с косвенным охлаждением первые две-три катушки вынимают вверх, устанавливая над ротором приспособление для подвески их. Вынимают поочередно по два-три витка с каждой стороны катушки. Вынутые витки подвешивают на приспособлении. Медь каждой вынутой катушки подрихтовывают киянкой, катушку связывают и передают на участок обработки меди.

Во избежание самопроворота ротора вследствие появления значительного небаланса выматывают поочередно с каждого полюса по две-три катушки, поворачивая ротор на 180°.

Устранение деформации витков (рис. 1-8). Если обнаружена деформация катушек ротора на 1/3 ширины витка и более, целесообразно заменить медь. Если такой возможности нет, выполняют ремонт витков деформированных катушек.

Катушку укладывают на угольниках и швеллерах над ванной с водой и отжигают лобовые части деформированных витков, нагревая их докрасна автогенными горелками № 6 или керосиновыми форсунками. Затем катушки опускают в воду, вынимая из-под них опоры. Деформацию устраняют, перегибая углы витков на специальном приспособлении. Перегибаемые участки нагревают горелкой № 6 и огибают вокруг кулака приспособления роликом шиногиба. После исправления всех деформированных участков витки доводят до необходимой длины, допаивая куски меди того же сечения.

В катушках, все витки которых подлежат ремонту, целесообразно разрубить все витки, выпрямить углы, почистить и отрихтовать медь на станке, загнуть углы и затем запаять, собрав катушки на сборочном приспособлении. Все пайки меди обмотки ротора производят встык под углом 30° припоем ПСр-45.

Чистка меди. После отжига меди выпрямленные витки и прямые части полувитков чистят на специальном станке. Полосу меди обмотки со скоростью 0,1–0,15 м/с пропускают между двумя стальными щетками, укрепленными на валу двигателя, с частотой вращения 900–1400 об/мин.

Неразрезанные витки и лобовые части полувитков отчищают зачистной пневматической машинкой со стальными щетками или гибкими абразивными кругами на вулканитовой связке марок 2ГК, 3ГК типа ПП (раздел 12).

Витки, развешенные на стойках приспособления, поочередно опускают на стол для чистки их верхней стороны. Затем всю катушку поворачивают верхними витками вниз и очищают их другую сторону.

Медь, изолированную микалентой или миканитом, перед очисткой следует опустить на 5–6 ч в горячий (60–80°С) раствор каустической соды или тринатрийфосфата 15–20%-ной концентрации, проложив между витками короткие деревянные или текстолитовые прокладки. Раствор в ванне нагревают трубчатыми электронагревателями, подключенными к сварочному трансформатору. В ванну загружают одновременно несколько катушек. После химической чистки изоляция легко удаляется стальным скребком.

Рихтовка меди. Выпрямленная медь и полосовая медь для намотки новых катушек с непосредственным охлаждением рихтуются на специальном станке, имеющем два блока–рихтовки на плоскость и рихтовки на ребро. На этом же станке устанавливаются вращающиеся щетки для очистки меди. Отрихтованные на станке витки перед наложением и припечкой витковой изоляции укладывают на швеллер или стальной брус, простроганные по верхней стороне, и подрихтовывают вручную на ребро ударами буковой киянки. Дорихтовка на плоскость обеспечивается в процессе припечки витковой изоляции за счет развиваемого при этой операции давления.

Катушки роторов с косвенным охлаждением рихтуются в сборе на специальном столе. Пазовая и лобовая части катушек рихтуются одновременно. Катушки укладывают на стол и притягивают струбцинами к его стенкам их пазовую и лобовую части, стягивая витки нажимными болтами. Затем ударами кувалды через текстолитовую прокладку катушку рихтуют на ребро (участки меди, расположенные под струбцинами, рихтуют, переставляя последние). По окончании рихтовки на ребро ударами кувалды через прокладку медь рихтуется на плоскость.

После окончания этой операции окончательно рихтуют медь ударами кувалды по плоскости и по ребру катушки, одновременно затягивая болты стола и струбцин до получения заданной высоты катушки. С затянутыми болтами катушку оставляют на 10–15 мин, отпускают болты и поворачивают катушку на 180° вокруг ее вертикальной оси для рихтовки второй стороны. На ремонтных базах вместо болтов и струбцин применяют гидротолкатели на усилие 100–120 кН. Медь при рихтовке следует предохранять от появления забоин и заусениц.

Опиловка и калибровка меди. Сечение обмоточной меди согласно ГОСТ 434-71 должно быть прямоугольным с закругленными углами. Катушку для ее опиловки подвешивают на приспособлении для изолировки, виток опускают на уровень, удобный для обработки, проверяют отсутствие заусениц на ощупь, а размер сечения меди – калибром. Дефектные участки обрабатывают драчевым или полудрачевым напильником с последующей зачисткой меди наждачной шкуркой.

Рекомендуется дополнительная проверка витков по ширине калибром длиной 100 мм с шириной, большей, чем ширина витка на 0,1 мм. Радиусы закруглений проверяются на ощупь. Полувитки опиливают на специальном столе, оборудованном вентиляционным устройством. Медь для обработки зажимается небольшими струбцинами с винтами М12–М16 на кронштейнах.

Медь с припеченной к ней изоляцией калибруется после припечки изоляции. Калибр настраивают на размер, больший расчетной величины: по толщине на 0,1 мм, по ширине на 0,1–0,15 мм. Толщину витка подгоняют, опиливая изоляцию (расчетное сечение меди не должно уменьшаться).

Опиловку витков с боковыми вентиляционными (фрезерованными) каналами и припеченной к ним изоляцией выполняют аналогично описанному выше. Каналы в витковой изоляции пропиливают в процессе опиловки витков.

Изготовление новых катушек с боковыми наклонными вентиляционными каналами выполняется по следующей технологии:

нарезают медь длиной по размеру развернутого полувитка с припуском 50 мм;

очищают одну его сторону шлифшкуркой и покрывают лаком ЭР1-30;

в прессе припекают витковую изоляцию на длине прямолинейной части витков (по разметке);

калибруют витки по толщине;

устанавливают на горизонтально-фрезерном станке приспособление для фрезеровки меди, выставляя его под углом, заданным для наклона вентиляционных каналов;

закрепляют на оправке три-четыре фрезы, оснащенные вставками из твердого сплава, выдерживая расстояние между ними по шагу вентиляционных каналов;

зажимают в приспособлении деревянный брусок и, проводя на нем пробные фрезеровки, окончательно устанавливают приспособление; после проверки соответствия угла, наклона и шага каналов требованиям чертежа затягивают окончательно болты крепления приспособления;

зажимают в приспособлении катушку. При отклонении высоты катушки от расчетной величины более, чем на 0,2 мм, следует установить между витками прокладки из электрокартона или дополнительно откалибровать витки;

фрезеруют в катушке каналы в соответствии с чертежом, выбирая направление подачи от изоляции витка на медь (во избежание отрыва изоляции от меди);

вынимают витки из приспособления и передают их на стол для последующей опиловки и калибровки по ширине;

после опиловки меди с припеченной изоляцией осматривают медь, проверяя отсутствие заусениц, перекрывающих изоляцию.

Изолировка витков. Межвитковая изоляция обмотки ротора выполняется различными способами.

Изолировка микалентой (для роторов с косвенным охлаждением). Витки развешивают на приспособлении, после проверки радиусов закруглений и отсутствия заусениц каждый виток протирают толуолом или бензином, покрывают тонким слоем лака ГФ-95 и накладывают на него один слой вполнахлеста светлой микаленты ЛМС или ЛФС. При этом ленту следует натягивать с усилием около 10 кгс и через каждые 100–150 мм утягивать ладонью изолированный участок. Верхний и нижний витки обычно дополнительно изолируют в лобовой части (если указано в чертеже) одним слоем вполнахлеста асбестовой нежелезистой ленты.

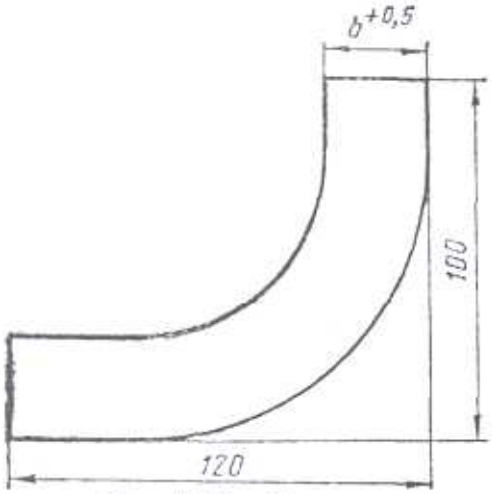


Рис. 5-12. «Уголок» стеклотекстолитовой витковой изоляции

По окончании изолировки каждого витка поверхность его во избежание слипания посыпают тальком, проверив предварительно отсутствие в тальке металлических частиц. Изолированные витки опускают на стол, комплектуют в катушки, обматывая их по всему периметру лентой из кабельной бумаги шириной 100–150 мм. Катушку в нескольких местах по длине бандажируют киперной лентой и перевязывают мягкой медной проволокой. Изолировка витков стеклолентой производится по аналогичной технологии с применением вместо лака ГФ-95 (для подмазки) эпоксидно-резольного лака ЭР1-30.

Изолировка витков прокладками. При изолировке прокладками без предварительной припечки прокладки изготавливают из стеклотекстолита марки СТЭФ-I требуемой толщины. Глянец с одной стороны прокладки (прилегающей к меди) удаляют абразивным кругом. Для стыковки концы каждой про-

кладки на длине 40–50 мм срезают уступом на половину толщины по всей ширине прокладки.

Углы витков катушек изолируют стеклотекстолитовыми или миканитовыми прокладками соответствующей формы с толщиной, вдвое меньшей толщины витковой изоляции (рис. 5-12).

Прямые участки каждой угловой прокладки выполняют с длиной, различающейся на 40–50 мм, что обеспечивает перекрытие зазора при стыковке изоляции угла витка с изоляцией его прямой части. На каждый угол витка катушки накладывают две прокладки длинными участками в разные стороны, закрепляя их на катушке стеклолентой или капроновой нитью. Прокладки на прямые участки витков катушек устанавливают в процессе укладки обмотки. Медь перед установкой прокладок смазывают лаком ЭР1-30.

Ширина прокладок (*b* на рис. 5-12) выбирается по ширине витка с допуском +0,1 мм. На углу ширина прокладки увеличена на 3–5 мм.

При изолировке прокладками с предварительной припечкой их к полувиткам придерживаются следующей технологии:

поверхность меди проводника, к которой производят приклейку, тщательно очищают шлифшкуркой и протирают чистой салфеткой;

подготовленную поверхность полувитка промазывают кистью эпоксидно-резольным лаком;

на покрытую лаком поверхность накладывают полосы из стеклоткани толщиной 0,1 мм, пропитанной эпоксидно-резольным лаком; ширина полосы должна быть на 0,2 мм больше ширины витка; при укладке стеклоткани не допускается образование складок, разрывов и других дефектов, которые в дальнейшее могут влиять на качество изоляции витка и её приклейки;

подготовленную прокладку, изготовленную в соответствии с конструкторской документацией, промазывают эпоксидно-резольным лаком с помощью кисти; лак наносят на шероховатую поверхность прокладки;

прокладку промазанной лаком стороной укладывают на стеклоткань, приклеенную к полувитку симметрично относительно полувитка;

на изоляцию накладывают полосу триацетатной плёнки толщиной 0,1–0,15 мм;

собирают в пресс-планках стопку полувитков на всю высоту боковой пресс-планки; между каждыми двумя полувитками прокладывают стальную полосу толщиной 10–12 мм;

полувитки опрессовывают, затем включают нагрев, выпекают витковую изоляцию при давлении 8–9 МПа, температуре 140–160°С, время выпечки – 2 часа на каждый миллиметр толщины витковой изоляции.

После припечки витковой изоляции полувиток опиливают, удаляют наплывы лака и калибруют по ширине. На поверхности изоляции не допускаются трещины, вмятины, подтеки лака, морщины, забоины, заусенцы.

Стеклотекстолитовые прокладки для витковой изоляции изготавливают из стеклоткани ЭР3-100, пропитанной эпоксидно-резольным лаком, с телефонной бумагой толщиной 0,05 мм посередине толщины прокладки для выполнения нахлеста при стыковке прокладки в лобовой части. При отсутствии стеклоткани прокладки изготавливают из рулонного стеклотекстолита марок СТЭФ-I (ГОСТ 12652-74) и СТЭФ-Р/Э (ТУ 16-508-006-78) и припекают по указанной выше технологии.

Изолировка углов катушек с припеченной витковой изоляцией производится стеклотекстолитовыми угловыми прокладками аналогично указанному выше при укладке катушки в паз.

Изготовление гильз (коробок роторного паза). Гильзы изготавливают из стеклоткани и миканита.

Изготовление стеклотекстолитовых гильз. Применяются следующие материалы: стеклоткань ПС-ИФ/ЭП-70 (ТУ 16503.036-75), картон ЭВ, пленка триацетатная (ТУ 6-17-

499-73) толщиной 0,04–0,1 мм, бумага кабельная К-120 (ГОСТ 645-89), бумага намоточная, изоляционная ЭП-50 (ГОСТ 1931-92), лак ЭР1-30.

Основные технологические операции по изготовлению роторных стеклотекстолитовых гильз [1]:

разрезают на токарном станке рулоны пропитанной стеклоткани, бумагу и триацетатную пленку на ролики шириной, большей размера развернутой гильзы на 50 мм;

разрезают ролики на полосы длиной, большей, чем длина гильзы на 50 мм;

разрезают электрокартон толщиной 0,3–0,5 мм на четыре полосы с длиной и шириной, равными соответствующим размерам заготовки гильзы;

обертывают электрокартоном керн и получают две П-образные коробки. Наружную коробку снимают с керна;

накладывают на керн поверх внутренней П-образной коробки электрокартона два слоя кабельной бумаги и один слой пленки;

набирают на столе пакет из пропитанной стеклоткани и бумаги (прокладывая через каждые четыре-пять слоев стеклоткани один слой бумаги); число слоев стеклоткани определяют по толщине стенки гильзы;

отформовывают пакет на керне, оборачивают его пленкой, накладывают два слоя кабельной бумаги и надевают «наружную» П-образную электрокартонную коробку;

полученную заготовку закладывают в пресс-форму, поднимают в ней давление до 2–4 МПа и доводят ее температуру до 100°С; подпрессовывают гильзу, повышая давление до 5–8 МПа и температуру до 140–160°С;

поднимают давление до величины, предписанной инструкцией (20–25 МПа), и выпекают гильзу; продолжительность выпечки определяют из расчета: 2 ч на каждый миллиметр толщины стенки гильзы;

охлаждают пресс-форму с гильзой до температуры 60–70°С;

гильзу вынимают и снимают с нее картон, бумагу и пленку.

Готовая гильза (рис. 5-13)должна быть монолитной и при простукивании издавать звонкий звук. Гильзу испытывают повышенным напряжением 8000 или 10000 В при толщине стенки, соответственно, меньше или больше 1,1 мм.

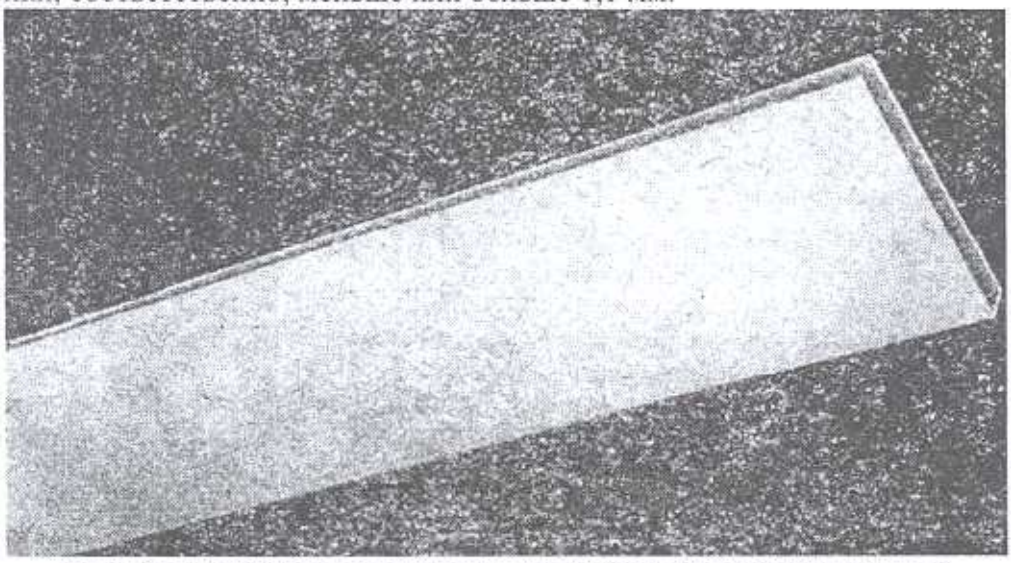


Рис. 5-13. Стеклотекстолитовая гильза (коробка роторного паза)

Технология изготовления миканитовых манжет. Подготавливают керн для изготовления гильз, наклеивая на него электрокартон с толщиной, равной толщине стенки гильзы. Поверх электрокартона на керн наматывают два-три слоя кабельной бумаги и один слой триацетатной пленки.

Для изготовления манжеты набирают заготовку из листов формовочного миканита (ГОСТ 6122-88) толщиной 0,3–0,5 мм, промазывая одну сторону каждого листа лаком ГФ-

95. Ширину и длину заготовки выбирают равными, соответственно, развернутой ширине и длине гильзы. Количество слоев миканита выбирают так, чтобы толщина набора была на 0,2 мм меньше толщины манжеты. Листы миканита укладывают, перекрывая стыки каждого слоя на поллиста.

На подготовленный керн накладывают заготовку. При применении недостаточно гибкого миканита заготовку набирают непосредственно на керне, подогретом до температуры 80–100°С. Поверх миканита укладывают слой стеклоткани, промазанной лаком ЭР1-30. Оборачивают заготовку триацетатной пленкой и двумя-тремя слоями кабельной бумаги. Поверх бумаги укладывают электрокартон толщиной 0,3–0,5 мм.

Затем керн с заготовкой устанавливают в пресс-форму и выпекают по технологии, аналогичной применяемой для выпечки стеклотекстолитовых, не допуская повышения температуры запечки выше 120°С. После выпечки охлаждают пресс-форму с заготовкой до температуры 40–50°С, вынимают заготовку и разрезают ее на части необходимой длины.

Технология изготовления миканитовых гильз аналогична указанной для изготовления манжет. Гильзы обычно изготавливают из калиброванного миканита на слюде флогопит. Выпечку ведут при температуре 140–450°С в продолжение 6–8 ч.

Изготовление полукатушек. В процессе изготовления обмоток медь проходит ряд операций, с использованием приспособлений, описанных в разделе 12 (таблица 12-36).

Выгиб лобовых частей. Для изготовления полувитков составляют таблицу ширины и длины пролета каждого витка катушки «в свету» (размер между внутренними кромками меди вдоль и поперек катушки).

Нарезают медь для каждого полувитка катушки по длине, указанной на чертеже. Количество заготовок одинакового размера для двухполюсных и четырехполюсных роторов, соответственно, четыре и восемь.

Размечают на меди пазовую часть, устанавливают, пользуясь металлической рулеткой, по размеру длины витка, указанной на чертеже, приспособление для загибки меди. Зажимают в тиски приспособления по отметкам пазовой части полосу меди и загибают лобовые части.

Проверяют размеры полувитка и в случае необходимости корректируют настройку приспособления. При разметке соседних (по высоте) полувитков места их спая следует сдвигать относительно друг друга на 10–20 мм.

Изготовление полувитков для одноименных катушек всех полюсов ведется в приспособлении с одной настройки.

На указанном приспособлении при реконструкции обмотки разгибают витки, подогревая углы сварочной горелкой, поворачивая и передвигая виток без перенастройки приспособления. После разгибки необходимо убедиться с помощью лупы 7^x в отсутствии трещин на разогнутых углах.

Сборка катушек. Катушки собирают на приспособлении, крайние стойки которого раздвигаются на размер длины витка в свету. Крайние подвижные упоры устанавливают по длине дугового участка лобовой части первого витка.

Правильность настройки проверяют по последнему витку, отложив на упоре размер, равный высоте катушки. Остальные упоры устанавливают, пользуясь уложенными полувитками первого витка. Собрав всю катушку, размечают ее середину и снимают все полувитки (за исключением первого).

Пайку начинают с первого витка, к которому согласно чертежу припаивают токоподвод или междукатушечную перемычку (обычно со стороны возбудителя). Со стороны турбины концы лобовых частей обрезают под углом 30°, подгоняют стыки и запаивают.

После остывания стыка пайку осматривают со всех сторон. Годную пайку зачищают, опускают виток на приспособление и начинают сборку следующего витка. После сборки второго витка проверяют правильность шага катушки.

При отсутствии чертежа шаг рассчитывается по следующей формуле:

$$a = (B_n - B_1)(n\text{-}1);\ B_n = (\pi D_n N Z_0/Z_P) - m,$$

где a – шаг витка со стороны турбины; B_n – ширина n-го витка со стороны турбины; B_1 – ширина 1-го витка; N – число витков; Z_0 – число пазовых делений катушки; Z_P – число пазовых делений ротора; m – ширина меди.

Ширина витка со стороны возбудителя

$$B'_n = B_n - a/2.$$

Диаметр расположения верхнего витка, мм:

$$D_n = D_\delta - 2\,h - 1,$$

где D_δ – внутренний диаметр бандажа на длине вылета катушки;

h – толщина подбандажной изоляции.

После сборки всей катушки проверяется ее высота, катушку обматывают кабельной бумагой, обвязывают мягкой медной проволокой диаметром 2..3 мм и снимают с приспособления.

При сборке последних катушек (максимальных по ширине) приспособление настраивают по минимально возможному (в пределах допуска) размеру во избежание недопустимого сближения лобовых частей катушек разных полюсов после их опрессовки.

Пайка катушек. Медь роторных катушек паяют припоем ПСр-45. Для пайки встык медь срезают под углом 30°. Концы меди зачищают шлифшкуркой и напильником, после чего зажимают в приспособлении, оставляя между концами зазор 1–1,5 мм (рис. 5-14).

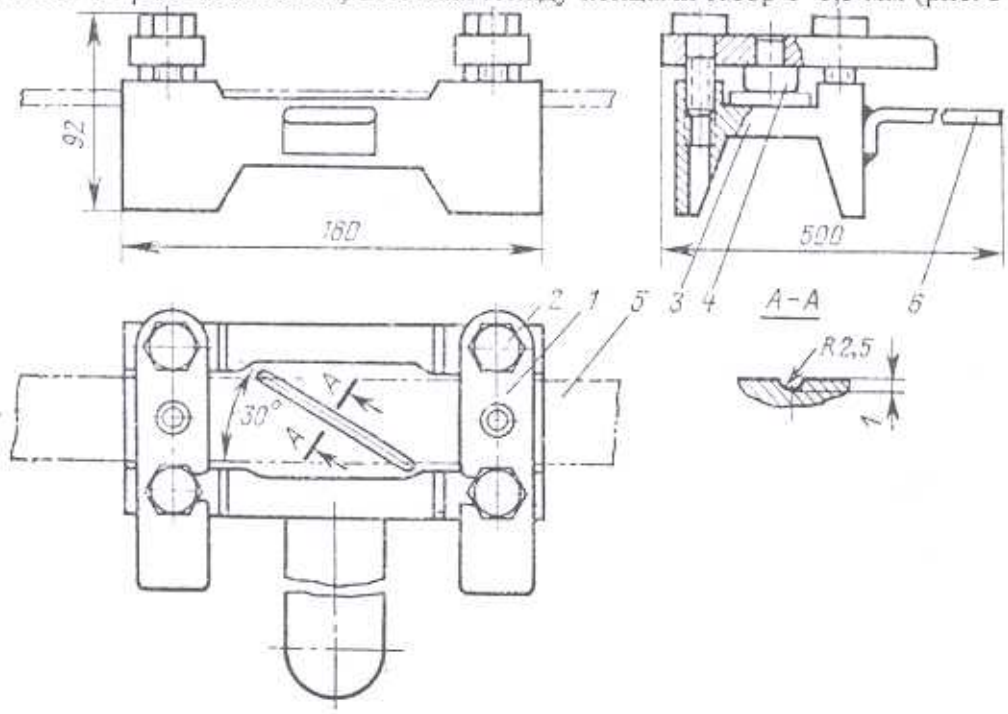


Рис. 5-14. Приспособление для пайки меди;
1 – откидная планка; *2* – болты крепления планки; *3* – корпус; *4* – опорные пластинки;
5 – спаиваемая медь; *6* – ручка

Медь подогревают газопламенной горелкой № 4–5 наружной частью пламени, не касаясь меди его ядром. Сначала подогревают участки витка, удаленные на 15–20 мм от стыка. В конце нагрева подогревают собственно стык. На поверхность последнего наносят флюс № 209 или буру – из тубы либо непосредственно пластинкой припоя. Место стыка следует нагреть к моменту пайки до температуры 700–750°С. При этом допустимый зазор в стыке не должен превышать 0,2 мм.

После нагрева стыка до температуры плавления припоя пламя переносят на соседние участки и подают в стык припой в виде проволоки диаметром 2–3 мм или полоски сечением 2x2, 3x3 мм.

Нагретый припой опускают в флюс, защищая место спая от окисления. Запрещается плавить припой в пламени горелки и подавать его в стык в виде расплавленных капель.

После пайки место спая охлаждают мокрым асбестом и осматривают со всех сторон при помощи небольшого зеркальца. Остывшую пайку зачищают напильником.

При необходимости производить пайку внахлест (например, для токоподвода) – запаиваемые места следует предварительно облудить припоем ПСр-15. Для фиксирования припаиваемых участков ставят две-три технологические заклепки. Место спая сжимают струбциной, прогревают и подают флюс и припой ПСр-45 аналогично описанному выше.

Подготовка ротора к укладке обмотки. Все пазы ротора опиливают, устраняя заусеницы, острые кромки и пр. Проверяют состояние всех резьбовых отверстий, исправляя при необходимости резьбу метчиком. Очищают и осматривают вал и бочку ротора. Чтобы выявить и устранить дефекты, которые в процессе эксплуатации могут привести к повреждению ротора, проводят дефектоскопию вала и бочки ротора в объеме, указанном ниже.

Объект контроля	Дефекты, подлежащие выявлению	Метод контроля
Вал и бочка	Скрытые поперечные трещины.	Контроль равномерности прогиба при вращении в собственных подшипниках
Радиусные переходы (галтели)	Трещины поверхностные.	Цветная дефектоскопия
Зубцовая зона	Подгары в месте стыка пазовых клиньев.	Осмотр.
Посадочные поверхности	Ожоги, наклепы, сколы.	Осмотр. Цветная дефектоскопия.
Радиальные отверстия с заполнением.	Нарушение герметичности (генераторы с водородным охлаждением.	Пневматические испытания на газоплотность [15]

Проводят необходимый ремонт (выведение трещин, местных поверхностных ожогов, скол и обработку зубцов по образовавшимся трещинам и пр.).

Роторы с водородным охлаждением испытывают на газоплотность по действующим нормам (раздел14). Устраняют все обнаруженные нарушения газоплотности (возможные места утечек показаны на рис. 5-15).

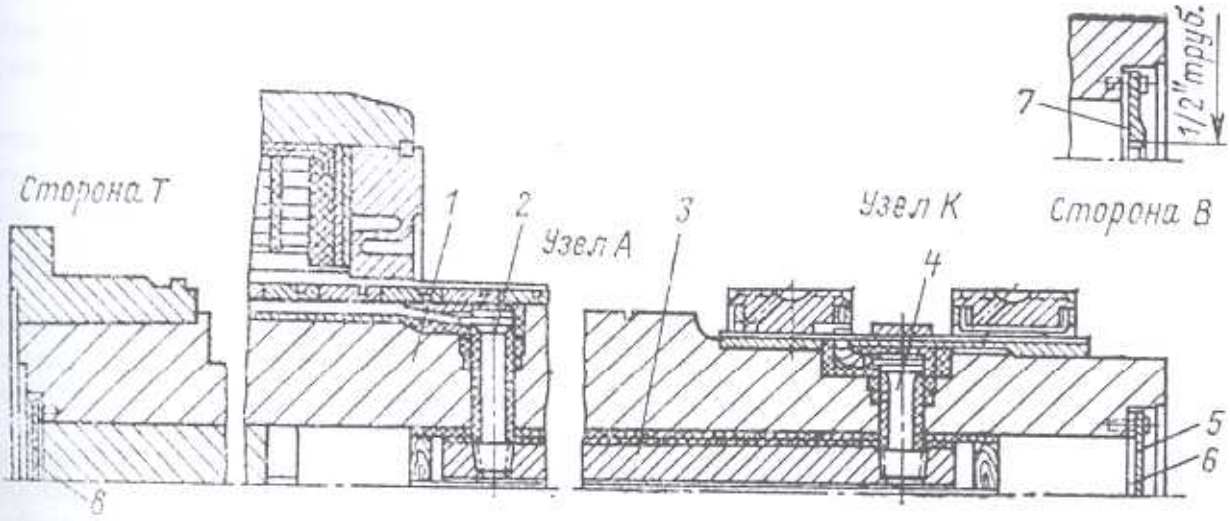


Рис. 5-15. Места проверки ротора на герметичность:
1 – вал ротора; *2* – большие болты токоподвода; *3* – внутренний токоподвод; *4* – малые болты токоподвода; *5, 6, 8* – концевые уплотнения центрального отверстия; *7* – технологическая заглушка

Проверяют весь тракт подвода воды в роторах с водяным охлаждением (разд. 10), устраняют обнаруженные дефекты.

До начала укладки обмотки измеряют микрометрической скобой диаметры посадочных мест, бандажей, центрирующих колец, ступиц вентиляторов и т.д.; заполняют формуляры натягов.

Бочку ротора, пазы и места установки опалубки покрывают при помощи пульверизатора тонким слоем серой или красной эмали ГФ-92-ХС.

Подготавливают комплект деталей, необходимых для укладки обмотки: опалубку, детали временной расклиновки (межгильзовые клинья, аксиальные клинья, распорки), временные клинья для крепления обмотки в пазу.

Изготовление и установка опалубки. Для формовки и опрессовки лобовых частей обмотки ротора на вал в зоне лобовых частей устанавливают опалубку. Опалубку набирают из 36–48 отдельных частей (клепок), изготавливаемых из сухого бука (опалубка одноразового применения). Клепки, предназначенные для повторного применения, изготавливают из дельта-древесины или текстолита (рис. 5-16). На поверхности опалубки предусматривают вырезы для размещения переходных витков, междукатушечных соединений, упоров, выводов водяного охлаждения и т. д.

На стороне, прилегающей к бочке, делают вырезы под манжеты или пазовую гильзу. Верхняя сторона опалубки должна быть выполнена по контуру внутренней поверхности бандажа на участке лобовых частей, нижняя сторона – по профилю поверхности участка вала под лобовыми частями. Возможность выемки опалубки после опрессовки обмотки обеспечивается выполнением каждой клепки из двух частей по высоте, имеющих форму клина. Иногда (при высоте опалубки свыше 70 мм) каждая клепка выполняется по высоте из трех частей.

На верхнюю поверхность опалубки после ее сборки укладывают по одному слою: электрокартона толщиной 0,5 мм, прокладочного миканита марки ПМГ толщиной 0,5 мм, электрокартона толщиной 1–1,5 мм с общей толщиной изоляционного слоя 2–4 мм, обеспечивающего надежную изоляцию при испытании повышенным напряжением в процессе перемотки. При определении наружного диаметра опалубки учитывают толщину указанных прокладок, а также величину смятия и усушки дерева клепок, достигающую 6–8% их высоты.

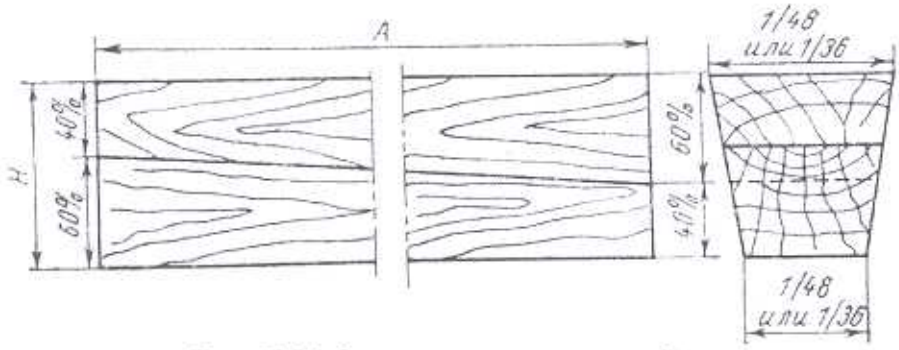


Рис. 5-16. Заготовка клепок опалубки:
H, A – расчетные размеры с припуском.

Исходной величиной при определении размеров опалубки являются диаметр расположения дна паза и расфрезеровки его под манжет (рис. 5-17). Наружный и внутренний диаметры в каждом поперечном сечении по длине опалубки определяются соответственно от вала ротора и от внутренней поверхности бандажа. Диаметр опалубки у центрирующего (упорного) кольца уменьшают против теоретического расчетного на 1–1,5 мм для облегчения посадки бандажа.

Нижнюю поверхность опалубки необходимо точно подогнать по галтелям вала – к бочке ротора и к выступу звездочки под центрирующее кольцо. Если последняя галтель отсутствует (у роторов с консольными бандажами), торцы клепок обрезают под углом 45°.

Опалубку изготавливают в два приема. Сначала заготавливают бруски с различной высотой H и H' по торцам, вычисляя размеры по формулам, мм:

$$H = (D_n - D_{by} + 20)/2 \text{ и } H' = (D_n - D_{by} + 40)/2$$

где D_n– диаметр по дну пазов; D_{by} – диаметр вала у центрирующего кольца.

Ширина заготовки B и B', соответственно, по наружному и внутреннему диаметрам опалубки вычисляется по формуле:

$$B = (\pi D_n + 40)/N$$

где N – число клепок (обычно 36–48);

$$B' = (\pi D_{by} + 40)/N$$

Длина заготовки, мм, $L = l_{л.ч} + 200$;

где $l_{л.ч}$ – длина вылета лобовой части (по самой большой катушке).

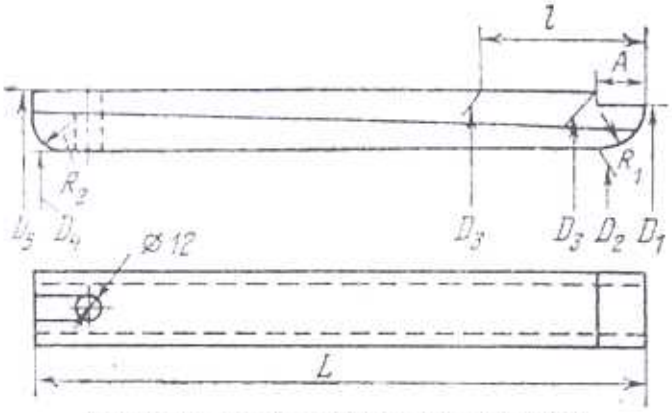


Рис. 5-17. Выбор размеров опалубки:
D_1 – диаметр дна выфрезеровки под манжет плюс 1 мм; D_2 – диаметр вала в точке перехода;
D_3 – диаметр нижнего витка первой (малой) катушки плюс 2 мм; D_4 – диаметр вала в месте перехода; D_5 – диаметр нижнего витка большой катушки минус 2 мм; l – вылет малой катушки; L – расстояние от торца бочки до центрирующего кольца; R_1, R_2 – радиусы закругления вала у бочки и центрирующего кольца; A – длина вылета гильзы из бочки плюс 2 мм

Клепки, расположенные против вентиляционных каналов, выполняют на 80–100 мм длиннее остальных. Точность изготовления клепок ±0,5 мм. Изготовленные клепки собирают попарно и затем окончательно обрабатывают их наружные поверхности.

Перед установкой опалубки устанавливают в вентиляционные пазы заполнители, изготовленные из сухих сосновых брусков. Натягивают на вал резиновый шнур и под него укладывают клепки опалубки, проверяя прилегание каждой из них к валу. При необходимости подгоняют каждую клепку по месту. Допускается крепление клепок по толщине гвоздем (выступающим из дерева не менее, чем на 10 мм, для облегчения выемки гвоздя).

После набора всего комплекта опалубки подгоняют по ширине последнюю клепку, чем обеспечивают возможность ее свободной установки на место. Последнюю клепку устанавливают против одного из вентиляционных пазов. Конец ее должен выходить в указанный паз.

Опалубку укрепляют несколькими витками стеклоленты в разбежку, снимают резиновый шнур и удаляют все гвозди, скрепляющие клепки. Поверх ленты укладывают последовательно изоляционный слой, как указано выше.

Дополнительно закрепляют изоляционный слой двумя-тремя витками стеклоленты в разбежку. У роторов с укороченными по высоте пазами (генераторы Т2-50-2, ТВ2-60-2) под первые катушки укладывают специальную дополнительную опалубку, укрепляя ее после установки нормальных клепок стеклолентой в разбежку. Просверливают на выступающей части всех удлиненных клепок отверстия диаметром 10–12 мм для облегчения разборки опалубки.

Ремонт токоподводов. Наружные токоподводы ремонтируют, изолируют и устанавливают в пазы перед установкой опалубки. Новые токоподводы изготавливают из полос меди МГМ с толщиной каждой 0,3–0,5 мм и с общей толщиной набора – согласно

чертежу. При отсутствии чертежа сечение токо-подвода можно определить по номинальному току ротора, исходя из плотности тока (2,5–3)x10^{-6} А/м^2. Пластины облуживают припоем ПОС-40, ПОС-60. Концы токоподводов мощных генераторов ТГВ-200, ТГВ-300, ТВВ-500 в местах присоединения серебрят.

После изготовления токоподводы изолируют и перед установкой испытывают по нормам (см. разд. 14). В изоляции центрального токоподвода (при его переизолировке) вырезают отверстия для прохода контактных болтов и изоляцию натирают парафином. Токоподвод подвешивают на кране и вставляют в центральное отверстие ротора. При установке токоподвода допустимы легкие удары молотка по его торцу через деревянный брусок.

Изолировка наружного токоподвода. Гибкий токоподвод изолируют десятью слоями стекломикаленты (ЛМР-СС ГОСТ 4268-88) толщиной 0,13 мм вполнахлеста с подмазкой лаком ГФ-95, накладывая поверх нее стеклоленту (ЛСБЭ-155 ТУ 6-19.394-88) вполнахлеста с подмазкой лаком ЭР1-30.

Число слоев стеклоленты определяется размером толщины токоподвода по чертежу. Затем токоподвод запекают в печи при температуре 160°С в течение 6 ч. На дно паза токоподвода кладут полосу стеклотекстолита СТЭФ-I (ГОСТ 12652-74) толщиной не менее 3 мм. По бокам токоподвода и сверху его укладывают стеклотекстолитовые полосы по месту; поверх стеклотекстолита под клин укладывают стальную полосу (рис. 5–18).

Гибкие шины токоподводов контактных колец изолируют пятью слоями стекломикаленты вполнахлеста, сверху – одним слоем стеклоленты вполнахлеста с промазкой каждого слоя лаком ГФ-95.

Изолировка центрального токоподвода. Каждый полустержень изолируют шестью слоями стекломикаленты толщиной 0,13 мм вполнахлеста и сверху одним слоем стеклоленты толщиной 0,1 мм вполнахлеста. Каждый слой промазывают лаком) ГФ-95 или ЭР1-30. Изоляцию сушат в течение 2 ч при температуре 100–120°С, затем температуру повышают до 160 °С, и при этой температуре изоляция запекается в течение 6 ч.

После запечки на каждый полустержень накладывают слой стеклоткани ЛСКЛ-155 вполнахлеста. Полустержни собирают вместе, прокладывая между ними полосу стеклотекстолита СТЭФ-I толщиной не менее 4 мм, и совместно вставляют их в бумажно-бакелитовый цилиндр (фирменный).

При повреждении фирменного цилиндра центрального токоподвода и при переводе обмотки ротора на стеклотекстолитовую корпусную и витковую изоляцию класса F, необходимо, чтобы цилиндр центрального токоподвода был изготовлен из стеклотекстолита.

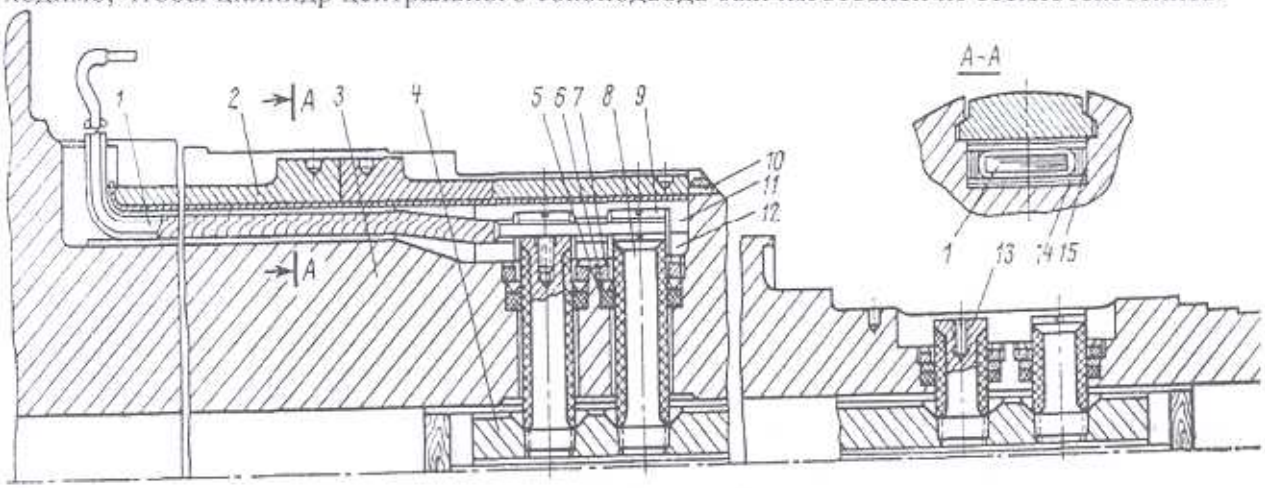


Рис. 5-18. Установка токоподвода:

1 – наружный токоподвод; *2* – клин крепления токоподвода; *3* – вал ротора; *4* – внутренний токоподвод; *5* – резина уплотнения токоподводящего болта; *6* – металлическая шайба уплотнения болта; *7* – гайка уплотнения болта; *8, 13* – болты токоподвода; *9* – винт; *10* – упор; *11* – изоляционная коробка; *12* – изоляционная пластина; *14, 15* – изоляционные полосы

Изготавливают оправку, наружный диаметр которой на 2 мм меньше внутреннего диаметра изоляционного цилиндра, а длина равна ширине стеклоткани ЭР3-100. На оправку укладывают два слоя электрокартона толщиной 0,5 мм и утягивают его триацетатной пленкой (не менее двух слоев). Пленку закрепляют по длине оправки в двух-трех местах, используя для этой цели крепежные полоски из стеклоткани, пропитанной эпоксидно-резольным лаком.

Оправку помещают для прогрева в сушильную камеру пропиточной машины[1] на 1–1,5 часа при температуре 50–60°С.

Машину отключают, устанавливают свежепропитанную эпоксидно-резольным лаком стеклоткань, липкую наощупь. Начинают намотку стеклоткани на поверхность оправки, удаляя по мере намотки крепежные полоски стеклоткани. Включают привод пропиточной машины и продолжают намотку стеклоткани на оправку. В процессе намотки удаляют с помощью скребка излишки лака, выдавливаемые на поверхность намотанной стеклоткани. Намотку стеклоткани на оправку заканчивают, когда наружный диаметр намотанного цилиндра будет на 2% больше внутреннего диаметра опрессовочного приспособления.

Оправку устанавливают в опрессовочный цилиндр и зажимают болтами. Опрессовочный цилиндр в сборе помещают в сушильную камеру пропиточной машины. Включают лампы нагрева и выдерживают цилиндр в камере 40–45 мин. Отключают лампы нагрева, зажимают болты на опрессовочном цилиндре до смыкания половин цилиндра. Включают 90% ламп нагрева (150–160 °С) и выдерживают опрессовочный цилиндр в сушильной камере пропиточной машины в течение 5–6 часов (два ряда ламп, расположенных напротив цилиндра, не включают). По окончании запечки лампы отключают, цилиндр остывает до температуры 50–60 °С.

Длинные цилиндры внутреннего токоподвода могут состоять из частей, стыкованных по длине. Стык цилиндра выполняется ступенчатым на длине 20–30 мм.

При сборке узла токоподвода изоляционные детали плотно подгоняют по металлическим деталям креплений (без зазоров) для разгрузки изоляционного материала от механических напряжений.

После установки и заклиновки наружного токоподвода устанавливают по чертежу стеклотекстолитовые зонные перегородки и сегменты. При их изготовлении и установке слои материала располагают параллельно оси ротора.

Зонные перегородки и сегменты крепятся на штифтах, смазанных лаком ЭР1-30, и не должны выступать из опалубки более чем на 1 мм.

Укладка обмотки ротора (с косвенным охлаждением). В пазах перед укладкой катушек повторно проверяют отсутствие заусениц и забоин. Проверяют наличие формуляров посадочных мест, документации испытания на газоплотность, актов испытания токоподводов, водоподводов, документации дефектоскопии посадочных мест. Необмотанный ротор перед укладкой катушек балансируют на станке. Проверяют по чертежу размеры и форму опалубки.

Подготавливают приспособления согласно табл. 12-36, 12-37, 12-38, 12-39 (в разделе 12). Участок оснащается газосварочным постом с оборудованием для пайки соединений и магистралью сжатого воздуха для продувки пазов.

Ротор укладывают шейками на роликовые опоры большим зубом вверх и устанавливают над ним приспособление для подвески обмотки, заложив стойки последнего в специальные держатели, приваренные к основаниям роликовых опор. Катушки обмотки перед укладкой в ротор взвешивают, выбивают на меди верхнего витка значение их массы и при укладке распределяют их по полюсам из расчета получения минимального небаланса.

---

[1] Излагается пример технологии, использующей пропиточную машину с сушильной камерой, имеющей ламповый нагрев; возможны и другие способы обеспечения нагрева.

Над ротором подвешивают малую (первую) катушку того полюса, которым ротор повернут вверх. Пазы первой катушки продувают сухим сжатым воздухом, протирают салфетками и устанавливают в них манжеты роторного паза. На дно паза укладывают миканитовые прокладки толщиной, указанной в чертеже (обычно 0,6–1 мм). В пазы с полукруглым дном (например, у роторов серий ТВФ, ТВВ) прокладки не ставят.

Коробку роторного паза – гильзу – заводят сверху в паз на глубину 10–15 мм и выравнивают ее вылеты по обеим сторонам ротора с точностью до 2 мм. В гильзу укладывают осадочную доску и легкими ударами по доске осаживают гильзу на дно паза. При осадке миканитовых гильз под доску подкладывают полосы электрокартона. Окончательно выравнивают вылеты гильзы легкими ударами деревянного молотка по ее торцам через картонную подушку. В том же порядке устанавливают манжеты и гильзы во второй паз укладываемой катушки. В каждую гильзу поочередно устанавливают и осаживают на дно доску, обмотанную металлической фольгой, и проводят испытание гильзы высоким напряжением.

На дно гильзы по чертежу устанавливают прокладки из формовочного миканита (рис. 5-19). На дно гильз роторов серий ТВВ и ТВФ устанавливают специальные проставки с вентиляционными каналами на их нижней поверхности (рис. 5-20). Во избежание поворота или смещения указанных проставок каждую из них оборачивают в нескольких местах по длине (между вентиляционными каналами) липкой стеклолентой в два-три слоя.

Укладывают на дно паза первый полувиток малой катушки и согласно чертежу соединяют его заклепками с токоподводом. В малых машинах соединение после клепки пропаивают припоем ПОС-40, в больших (мощностью больше или равной 100 МВт) – припоем ПСр-45.

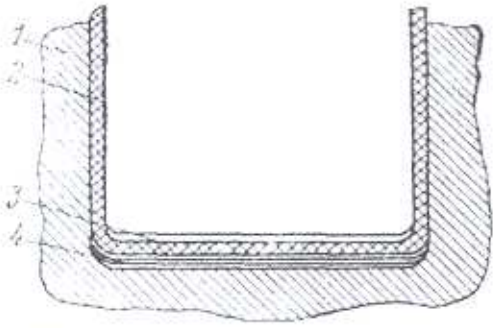


Рис. 5-19. Установка прокладок в роторные пазы:
1 – зубцы ротора;
2 – стеклотекстолитовая гильза;
3, 4 – миканитовые прокладки

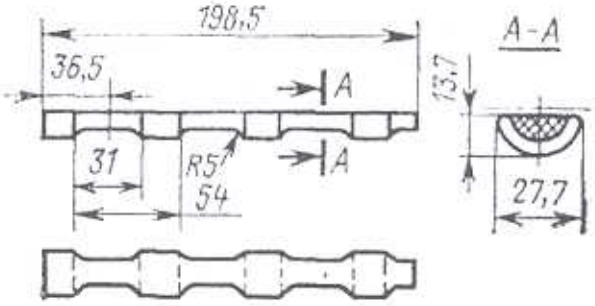


Рис. 5-20. Проставка на дно гильзы

После припайки токоподвода опускают на бочку ротора второй виток и, выворачивая на ребро вторую сторону первого витка, укладывают его на дно второго паза первой катушки. Виток при этом осаживают в пазу молотком через осадочную доску. После осадки витка на дно паза формуют по опалубке его лобовые части ударами деревянного или обмоточного молотка через транспортерную ленту толщиной 8–10 мм или картонную подушку.

После формовки выравнивают с точностью до 1 мм вылеты витка, сдвигая его ударами молотка через деревянный или текстолитовый клин. В обмотках, где витки изолированы прокладками, промазывают всю верхнюю поверхность меди лаком ЭР1-30 и укладывают витковую изоляцию. На углах витковую изоляцию лобовых частей выполняют стеклотекстолитовыми уголками (рис. 5-13). Изоляцию прямых участков срезают для сты-

ковки по месту на длине не менее 40 мм уступом на половину толщины прокладки. Витковая изоляция в местах стыковки не должна иметь просветов и утолщений.

По указанной технологии укладывают второй виток. В турбогенераторах с воздушным охлаждением нижние два витка в лобовых частях изолируют вместе одним слоем вполнахлеста стеклоленты, промазанной лаком ЭР1-30.

Каждый виток после его укладки осаживают осадочной доской и зажимают по углам укладочными домкратами. После укладки первых пяти витков испытывают катушку высоким напряжением (см. разд. 14). Прокладки в лобовых частях закрепляют при укладке капроновой нитью или стеклолентой в разбежку. Края прокладок (с обеих сторон витка) не должны выступать за края меди более чем на 2 мм.

После укладки всей катушки проверяют ее вылеты и выравнивают их боковые и торцевые части с точностью ±2 мм ударами молотка через мягкую прокладку. Допустимая величина сдвига витков относительно друг друга – не более 2 мм. На верхний виток укладывают в пазы полосы электрокартона толщиной 1–2 мм и закрепляют катушку в пазу через каждые 600–800 мм встречными клиньями из сухого твердого дерева. Крайние клинья устанавливают на расстоянии 50–100 мм от торцов бочки. Катушку испытывают высоким напряжением (см. разд. 14).

Укладка обмотки ротора в пазы, и особенно первой катушки, требует высокой квалификации исполнителя, поскольку имеется вероятность повреждения гильзы и манжеты на выходе из паза.

Остальные катушки укладывают по вышеописанной технологии, запаивая в процессе укладки все их нижние соединения. Во избежание появления значительной неуравновешенности ротора катушки укладывают поочередно – по две-три катушки каждого полюса, поворачивая ротор на 180°. Верхние междукатушечные соединения запаивают после укладки всей обмотки, рихтовки и подпрессовки лобовых частей.

В обмотках с миканитовыми гильзами перед началом укладки катушек вставляют специальные заполнители в выемки под заплечики пазового клина по всей длине паза – во избежание поломки стенки гильзы при укладке витков.

Особенности укладки обмоток роторов с непосредственным охлаждением. Укладка обмотки роторов с различными системами охлаждения несколько различна.

Роторы, имеющие обмотку с многоходовой вентиляцией (генераторы серий ТВВ и ТВФ). Всю первую катушку и первые витки второй катушки укладывают полувитками, запаивая их непосредственно на роторе.

Полувитки остальных катушек можно запаивать перед укладкой, производя последнюю по технологии укладки обмоток роторов с косвенным охлаждением. Для пайки медь обрезают под углом 30°, зажимают в приспособлении и запаивают припоем ПСр-45. Витки можно запаивать без приспособления, подкладывая под место спая стальную пластинку толщиной 2–3 мм, оклеенную с одной стороны асбестом. К пластинке двумя молотками прижимают концы витка и запаивают их горелкой.

Витковую изоляцию лобовых частей укладывают после полного остывания запаянного участка. В лобовых частях с отверстиями в меди для прохода газа прокладку витковой изоляции точно подгоняют по длине, размечают в ней по месту отверстия и пробивают их специальным пробойником (прессом). Затем прокладку смазывают лаком ЭР1-30, бородком сдвигают до совмещения отверстий в меди и изоляции и закрепляют стеклолентой вразбежку. При укладке обмотки следует тщательно (визуально и калибром) проверять совмещение наклонных вентиляционных каналов в пазовой части отдельных витков, вентиляционных каналов в нижнем витке с каналами проставки, уложенной на дно паза, и отверстий в лобовой части.

Два нижних полувитка запаивают между собой в лобовой части по всей длине для получения цельного коробчатого сечения во избежание отгиба их при второй прессовке. При пайке принимают меры, исключающие возможность попадания припоя во внутренний канал лобовой части витка.

Роторы, имеющие обмотку с аксиальной вентиляцией (генераторы серии ТГВ). Вентиляционные отверстия в прокладках пазовой части витков пробивают непосредственно после припечки прокладок к меди. В процессе укладки и пайки витков совпадение отверстий контролируют специальными штырями. Штыри устанавливают в отверстия после укладки первых двух витков и удаляют после укладки всей катушки.

Каждый полувиток обмотки указанных генераторов состоит из двух частей коробчатого сечения (верхней и нижней), образующих при укладке аксиальный вентиляционный канал. Каждая пара полувитков правой и левой стороны катушки запаивается в готовой части попарно: нижняя часть с нижней и верхняя с верхней. Соединять пайкой (по толщине) верхнюю и нижнюю части полувитков не разрешается. Сопротивление каждой пайки при укладке контролируется микроомметром.

Роторы с обмоткой, охлаждаемой водой. При намотке катушек пайки разрешаются только в пазовой части в количестве не более трех паек на катушку. Лобовые части перед формовкой на макете (приспособлении) отжигают, а после формовки и рихтовки очищают медь, закругляют углы сечения, удаляют заусеницы и забоины. Витки обмоток указанных машин обладают большой жесткостью, что требует от их рихтовки повышенной точности.

Витковая изоляция выполняется стеклотекстолитовыми прокладками марки СТЭФ или СТЭФ-Р, закрепляемыми стеклолентой вразбежку. Верхний и нижний виток каждой катушки изолируют дополнительно стекломикалентой. Перед установкой в паз витки промазывают лаком ЭР1-30 и сушат на воздухе в течение 24 ч.

Укладка обмотки аналогична укладке обмотки с косвенным охлаждением. Если в пазу размещены два (рядом) слоя витков, слои (столбики) укладывают поочередно, заполняя на время укладки первого столбика место, предназначенное для второго, заполнителем – доской из текстолита или ДСП. Разделительную вертикальную прокладку устанавливают после удаления заполнителя перед началом укладки второго столбика.

Испытания обмотки ротора с водяным охлаждением конкретных типов генераторов проводятся по указаниям завода-изготовителя. Для турбогенератора ТЗВ-800-2 методика и нормы испытаний приведены в разделе 10.

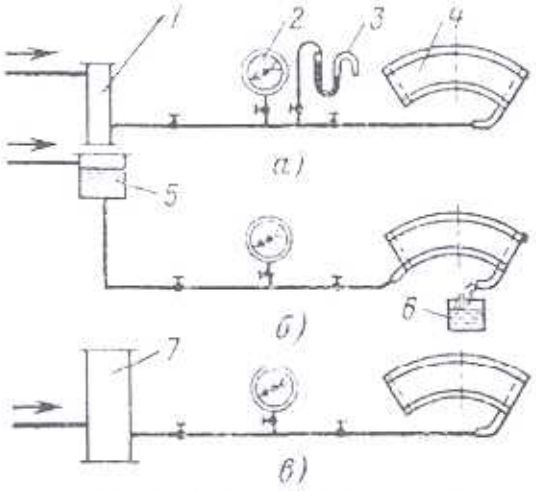


Рис. 5-21. Схемы испытания обмотки ротора с водяным охлаждением:
а – на герметичность; *б* – на проходимость; *в* – на прочность;
1 – масловлагоотделитель; *2, 3* – манометры; *4* – катушка; *5* – бак; *6* – мерный сосуд; *7* – гидромультипликатор

Далее приводятся для сведения наиболее общие указания [1] по испытаниям катушек ротора с водяным охлаждением.

Испытания на герметичность проводятся сухим сжатым воздухом при давлении 0,3–0,5 МПа в течение 2 ч. Отсутствие утечек определяется по ртутному манометру;

Испытания на проходимость проводятся прокачкой воды через катушку со сливом воды в мерный сосуд. Расход ее может отличаться от расчетного не более, чем на 10%;

Испытания на механическую прочность проводятся давлением воды в 1,5 раза больше расчетного в течение 6 мин (рис. 5-21).

Расчетное давление определяется по формуле:

$$P_{расч} = 5{,}6\cdot10^{-3}\cdot(D_0/2)^2\cdot(1{,}2\,n_{ном}/1000)^2\cdot10^5,\ \text{Па},$$

где D_0 – диаметр центра тяжести верхнего витка; $n_{ном}$ – номинальное число оборотов турбогенератора.

Ниже приводятся последующие операции по перемотке обмоток, одинаковые для роторов всех указанных типов. После укладки всей обмотки надевают на вал временные центрирующие кольца и закрепляют их от аксиального смещения. Устанавливают временную распорку первой (малой) катушки и временную расклиновку лобовых частей, начиная ставить ее от центрирующего кольца.

Торцевые части катушек рихтуют ударами молотка массой 2–3 кг через подушку, одновременно осаживая катушку на опалубку рычагом через деревянную прокладку. После установки распорок между торцевыми частями катушек рихтуют их прямые участки, устанавливают радиальную расклиновку. Высота деталей временной расклиновки должна быть на 2–3 мм меньше высоты катушки в лобовой части.

В процессе рихтовки лобовых частей проверяют по чертежу величину их вылетов, междукатушечные расстояния и правильность формы «столбика» меди. Разница в размерах междукатушечных расстояний не должна превосходить 1 мм. Допустимый относительный сдвиг витков – не более 2 мм. Одновременно подгоняют и запаивают припоем ПСр-45 междукатушечные и междуполюсные перемычки.

После пайки перемычки изолируют согласно чертежу. При отсутствии чертежа перемычки изолируют одним слоем стекломикаленты СЛФК вполнахлеста, а сверху – одним слоем асболенты[1] вполнахлеста, после чего асболента пропитывается эмалью ГФ-92-ХС или лаком ЭР1-30.

Лобовые части оборачивают триацетатной пленкой, поверх нее накладывают два-три слоя электрокартона толщиной 1–1,5 мм. Картон закрепляют киперной лентой вразбежку, проверяют изоляцию обмотки от корпуса мегаомметром (см. разд. 14) и устанавливают опрессовочные приспособления.

Обмотку прессуют удельным давлением не менее 12 МПа. Опрессовку можно проводить одним из следующих двух способов.

Опрессовка пресс-кольцами и пресс-планками. Ротор устанавливают большим зубом вертикально. На бочку ротора через каждые 400–500 мм по длине навешивают опрессовочные кольца, крайние кольца устанавливают на расстоянии 80–100 мм от торцов бочки ротора. При составных по длине пресс-планках устанавливается не менее двух колец на каждую отдельную планку.

Количество пресс-колец определяют в зависимости от прессующего усилия, создаваемого их винтами. Принято считать, что усилие, создаваемое одним винтом с резьбой ТРАП 32х6, при заворачивании его одним человеком с помощью ключа, имеющего плечо длиной 1000 мм, приблизительно равно 8500 Н.

Кольца центрируют относительно поверхности ротора винтами, расположенными против большого зуба; затем из верхних пазов выбивают встречные клинья, укладывают поверх обмотки прокладку из электрокартона толщиной 1,5–2 мм и вдвигают в паз пресс-планки, поддерживая их поджатием прессующих винтов.

При составных пресс-планках поверх картона устанавливают сплошную стальную полосу толщиной 3–5 мм. Постепенно поворачивая ротор, устанавливают пресс-планки во все обмотанные пазы и поджимают слегка все прессующие винты.

Опрессовка специальными клиньями. Клинья изготовляют по форме паза и нарезают в них отверстия М20 с расстоянием между центрами около 80 мм. -Используют также пазовые клинья, подлежащие замене, с отверстиями для балансировочных грузов, простраивая их по высоте на 4–6 мм и вворачивая в отверстия болты М20х100.

Обрезают гильзу на 2–3 мм выше заплечиков, укладывают в паз полосы электрокартона толщиной 2 мм и поверх них – стальную полосу толщиной 4–6 мм. Вставляют в паз прессующие клинья и слегка поджимают стальную полосу болтами.

Лобовые части опрессовывают пресс-кольцами через броню из стальных сегментов толщиной 25–30 мм, внутренняя поверхность которых копирует форму внутренней по-

[1] Вместо асболенты следует применять стеклоленту.

верхности бандажа. Практически одного комплекта брони достаточно для опрессовки (при помощи выкладок из электрокартона) лобовых частей обмоток роторов мощностью 50–300 МВт.

Перед установкой брони лобовые части покрывают двумя слоями триацетатной (фторопластовой) пленки. Концы гильз подрезают для возможности укладки брони на бочку ротора в местах посадки носика бандажа. Обычно гильзы и манжеты выступают за торец бочки на 20–25 мм, чем и следует руководствоваться при их обрезке.

На пленку накладывают резиновый жгут и укладывают под него сегменты из электрокартона толщиной 1,5–2 мм, длину сегмента выбирают на 5 мм больше вылета большой катушки; ширину – на 5 мм меньше, чем 1/12 длины образующей наружной поверхности лобовых частей. Количество слоев выбирается по толщине подбандажной изоляции. Стыки слоев перекрывают, сдвигая каждый следующий слой на шаг, равный ширине сегмента, деленной на число слоев.

Вымостку под броню закрепляют киперной лентой вразбежку, после чего резиновый жгут снимается. На верхний слой вымостки накладывают стальные прокладки толщиной 2–3 мм, учитывая их толщину при определении числа слоев электрокартона.

Против большого зуба устанавливают верхний сегмент брони; на него навешивают два-три пресс-кольца (соответственно, для роторов мощностью до 30 МВт и выше).

Пресс-кольца центрируют относительно поверхности вымостки винтами и устанавливают нижний сегмент, затем устанавливают два боковых сегмента (под углом 90° к верхнему) и окончательно центрируют пресс-кольца. Устанавливают остальные сегменты брони, поджимая их винтами (рис. 5-22).

Стыки стальных подкладок следует располагать посередине сегментов брони, укладывая их с зазором 8–10 мм, предусматривая также места для установки на меди обмотки термометров и термопар.

После сборки прессующих приспособлений подтягивают прессующие винты в пазовой части от середины бочки к торцам и от больших катушек к меньшим. При этом пресс-планки должны сохранять радиальное положение и не прижиматься к стенкам пазов. После опрессовки пазовой части подтягивают винты пресс-колец лобовой части, начиная от торца бочки к центрирующему кольцу и от малых катушек к большим.

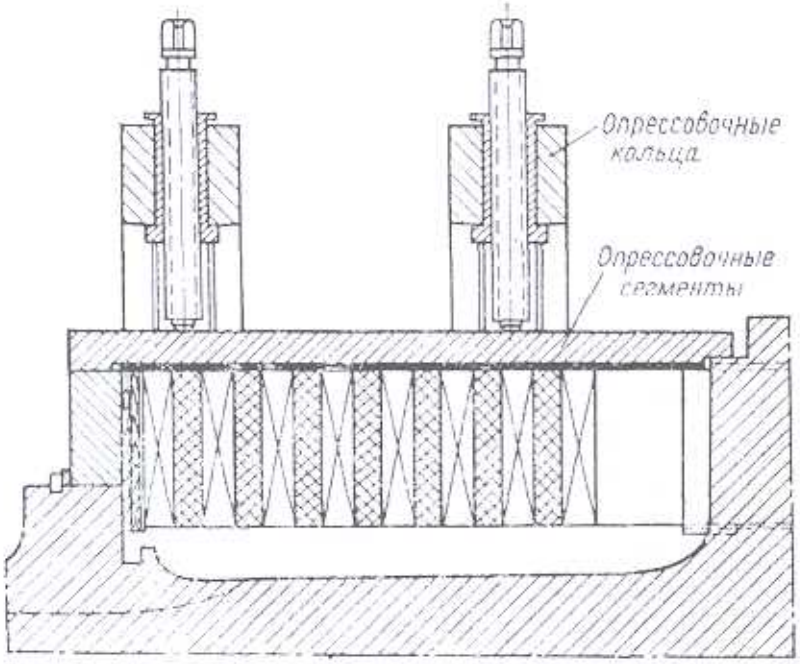


Рис. 5-22. Опрессовка лобовых частей обмотки ротора

Изготавливают из медной или алюминиевой шины толщиной 5–8 мм хомуты и, надев их на контактные кольца, присоединяют обмотку ротора к источнику постоянного тока (мотор-генератору или выпрямителю). Ставят термопары и термометры на медь лобовых частей и на бочку ротора, монтируют (на расстоянии не менее 2 м от ротора) приборы класса 0,5–0,2 для измерения сопротивления обмотки постоянному току и аварийную кнопку отключения постоянного тока или привода двигателя-генератора. Укрывают ротор теплоизоляционным теплостойким

покрытием и подготавливают журнал нагрева ротора, где записываются дата, время отсчета (ч, мин), напряжение на кольцах (В), ток (А), сопротивление обмотки (Ом), температура, вычисленная по сопротивлению, температуры бочки ротора и лобовых частей со стороны турбины и возбудителя (не менее, чем в двух точках с каждой стороны).

Температуру меди t_2 определяют по формуле:

$$t_2 = R_2 (235 + t_1)/ R_1 - 235,$$

где R_2 – сопротивление обмотки в момент измерения, а t_1 и R_1 – температура и сопротивления холодного ротора, измеренные перед началом нагрева.

Ротор в процессе нагрева через каждый час поворачивают на 180° или опирают большим зубом на домкрат, установленный на середине длины бочки.

Ток при нагреве роторов с косвенным и непосредственным охлаждением составляет соответственно 0,5–0,6 и 0,25–0,3 номинального тока ротора.

Значения тока для прогрева и запечки обмоток роторов ряда генераторов приведены в табл. 5-3.

Контрольными величинами при нагреве являются максимальная температура меди и перепад температур между бочкой ротора и медью обмотки. Прогрев ротора начинают током, вдвое меньшим указанного, и, повышая ток каждые 30 мин, доводят его за 1,5–2 ч до указанного значения. Ротор нагревают до температуры 90°С; разность температур между обмоткой и бочкой в процессе нагрева не должна превышать 30°С.

После нагрева ротора до температуры 90°С отключают ток, снимают с ротора теплоизоляционное покрытие и прессуют обмотку, подтягивая прессовочные винты в указанном выше порядке. По окончании затяжки винтов утепляют ротор, включают ток, нагревают ротор до температуры 100°С и, отключив ток, окончательно затягивают прессующие винты, контролируя усадку обмотки по высоте до размера, указанного на чертеже.

Таблица 5-3

Турбогенератор	Ток, А		Турбогенератор	Ток, А	
	Прогрев	Запечка		Прогрев	Запечка
Т2-1,5-2	100	105	ТВ-50-2	250	280
Т2-3-2	115	130	ТВ2-100-2	270	320
Т2-4-2	130	140	ТВ2-150-2	320	350
Т2-6-2	150	160	ТВФ-100-2	400	450
Т2-12-2	160	180	ТВВ-165-2	550	600
Т2-25-2	180	210	ТВВ-220-2	700	750
Т2-30-2	170	200	ТВВ-320-2	750	800
ТГВ-200	450	500	ТГВ-300	750	830
Примечание: даны ориентировочные значения тока, которые зависят от температуры окружающей среды, качества теплоизоляции ротора и т. д.					

При прессовке роторов с подпазовыми каналами следует соблюдать особую осторожность. Плечо рычага ключа, применяемого при затяжке болтов, должно быть не более 1000 мм при прессовке пресс-кольцами и 400 мм при прессовке болтами в клиньях.

Если сегменты брони в лобовой части при прессовке не доходят до своего расчетного положения, ослабляют винты, сдвигают сегменты, устраняют причину, препятствующую прессовке, после чего подогревают ротор и продолжают прессовку.

После запрессовки обмотки до нормальных размеров затяжку болтов прекращают, охлаждают ротор до температуры не выше 45°С и разбирают прессующие приспособления. В процессе разборки приспособлений закрепляют обмотку в пазу встречными клиньями через каждые 800–1000 мм.

Затем испытывают ротор по нормам (см. разд. 14), проверяют отсутствие корпусных и межвитковых замыканий. Обрезают гильзы до заплечиков паза специальным ножом, закрепленным на штоке отбойного молотка, или специальным приспособлением с вращающейся фрезой.

Пазы ротора и все проточки на нем тщательно очищают вручную и пылесосом, после чего продувают сухим сжатым воздухом. В роторах с непосредственным охлаждением дополнительно продувают каждый вентиляционный канал и проверяют его на проходимость. Непосредственно после продувки каждый паз закрывают электрокартоном, лобовые части защищают электрокартоном в два-три слоя.

Заклиновка пазов ротора. Клинья комплектуют по номерам пазов, осматривают, опиливают забоины и заусеницы и прошлифовывают наждачной шкуркой. Особо тщательно подготавливают клинья роторов с непосредственным охлаждением (с вентиляционными отверстиями). В стационарных ремонтных базах клинья проходят гидрополировку во вращающихся барабанах.

При изготовлении нового комплекта пазовых клиньев проверяют свободу перемещения клина по пазу без багажа. Измеряют расстояние от нижней плоскости клина до верхнего витка обмотки и по результатам измерения определяют толщину багажа. Устанавливают в паз в середине ротора отрезок выбранного багажа и легкими ударами молотка надвигают на него пазовый клин; если клин не становится на место, снимают с нижней поверхности багажа два-три слоя стеклоткани. При недостаточной толщине багажа подкладывают под него дополнительную полоску стеклотекстолита (не более одной под каждый отрезок багажа); в роторах с непосредственным охлаждением установка подкладки под багаж запрещена. При недостаточной толщине багажа его заменяют багажом большей толщины. После установки багажа необходимой толщины последний для обеспечения совпадения каналов в багаже и обмотке при заклиновке удерживается на месте эксцентриковым прижимом. Клин забивается на место пневмомолотком (см. разд 12).

В стационарных ремонтных базах для заклиновки применяют специальные гидравлические и винтовые устройства, запрессовывающие клинья в пазы ротора с давлением около 1 МПа. Плотность заклиновки проверяют простукиванием каждого клина молотком с массой 1 кг. Плотно забитый клин должен издавать звонкий звук, ослабление посадки более чем на четверть части длины клина не допускается. Заклиновку ведут в следующем порядке: сначала устанавливают центральные клинья в пазы больших катушек, затем поочередно (справа и слева) забивают клинья в соседние пазы. После установки каждого «пояса» клиньев проверяют мегаомметром 1000 В изоляцию обмотки и измерением падения напряжений по полюсам отсутствие витковых замыканий.

При заклиновке пазов компенсируют (по возможности) остаточную (расчетную) неуравновешенность ротора, известную по соотношению масс отдельных катушек, взвешенных перед укладкой. Для этого устанавливают стальные немагнитные клинья вместо дюралюминиевых в пазы, расположенные в зоне, противоположной «тяжелой» стороне ротора.

В процессе заклиновки принимают меры предосторожности от появления заусениц и забоин на бочке ротора и клиньях, а также от попадания в пазы алюминиевой стружки от клиньев. При установке концевых клиньев ставят на лобовые части защитные сегменты из листовой стали[1].

По окончании заклиновки пазовой части удаляют из лобовых частей временную расклиновку, поддевая клинья и распорки специальным ломиком и обмоточными лопатками, пользуясь картонными прокладками. Удаляют нижнюю опалубку, выдвигая сперва длинные клинья ломиком. Ломик изготавливают из прутка круглой стали диаметром 15–20 мм длиной около 500 мм, расплющивая один конец до ширины 30–40, мм. Во избежание повреждения обмотки ломик и лопатки обертывают киперной лентой.

Перед установкой постоянных центрирующих колец лобовые части осматривают, очищают от электрокартона, пленки и т. д., продувают сухим сжатым воздухом и покрывают эмалью типа ГФ-92-ХС, толщина слоя которой на боковых (охлаждаемых) поверх-

[1] При наличии демпферной системы концевые клинья устанавливаются после укладки демпферной системы.

ностях катушек не должна превышать 0,05 мм. Надевают на вал постоянные торцевые изоляционные и металлические нажимные кольца, прикрепляя их к обмотке стеклолентой.

Осматривают и очищают посадочные поверхности для центрирующих колец на валу ротора. Для роторов с раздельной сборкой центрирующих и бандажных колец очищают центрирующие кольца, нагревают их до температуры 180–200°С и, подвесив на тросе, сажают на вал, избегая перекосов и помогая легкими ударами деревянных брусков. До остывания колец устанавливают крепления их от аксиального сдвига. Если кольца крепятся от сдвига упорными сухарями, последние подгоняются по месту после полного остывания центрирующих колец.

Приступают к установке постоянной расклиновки лобовых частей согласно чертежу. Детали расклиновки перед установкой раскладывают по позициям и полюсам, проверяя их размеры. Первой подгоняют и устанавливают распорку малой катушки, а затем – аксиальные распорки, начиная от центрирующего кольца в направлении к торцу бочки ротора. После установки распорок подгоняют и устанавливают радиальные клинья, начиная от малых катушек и переходя к большим. При установке деталей расклиновки толщину последних согласовывают с междукатушечными расстояниями, устанавливая при необходимости выравнивающие прокладки (устанавливать больше одной прокладки на деталь не разрешается). «Специальную» расклиновку с вентиляционными каналами на боковых поверхностях клиньев подгоняют с большей точностью во избежание неорганизованных перетоков газа (рис. 5-23). В расклиновке конструкции ЦКБЭнергоремонт прокладку устанавливают между сопряженными половинками клиньев, смазывая ее лаком ЭР1-30.

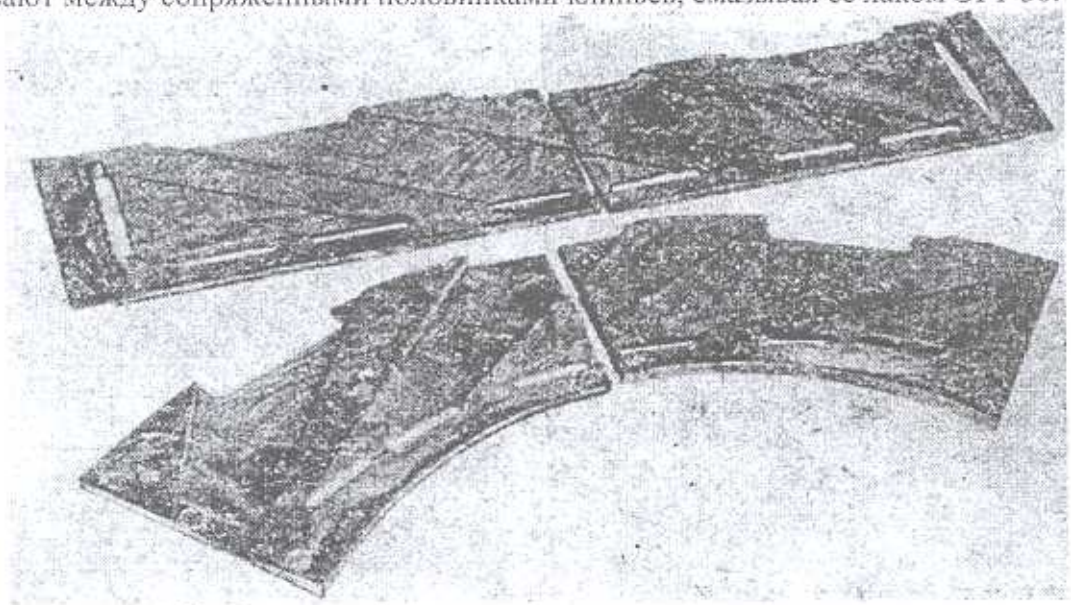


Рис. 5-23. Детали расклиновки с каналами для охлаждающего газа

При этом проверяют, чтобы прокладка не перекрывала перепускных отверстий, расположенных в нижней части клиньев. Составные по толщине клинья скрепляют текстолитовыми штифтами на лаке ЭР1-30.

Постоянная расклиновка должна устанавливаться плотно с учетом увеличения размеров лобовых частей по диаметру при вращении ротора из-за усадки изоляции и упругой деформации бандажного кольца. После установки расклиновки (до посадки бандажей) следует предохранять лобовые части от деформации и увеличения их диаметра больше, чем на 0,5 мм (рис. 5-24). При установке постояннной расклиновки в лобовых частях роторов с консольными бандажами временное центрирующее кольцо не снимается. В процессе установки расклиновки выдерживают размеры вылетов по чертежу (допускается отклонение до 1 мм). При этом учитывается толщина стального упорного кольца и торцевой изоляции.

После установки расклиновки продувают обмотку, проверяют сопротивление изоляции и отсутствие витковых замыканий. Подготавливают лобовые части обмотки к опрессовке и запечке, как описано выше; собирают опрессовочные приспособления.

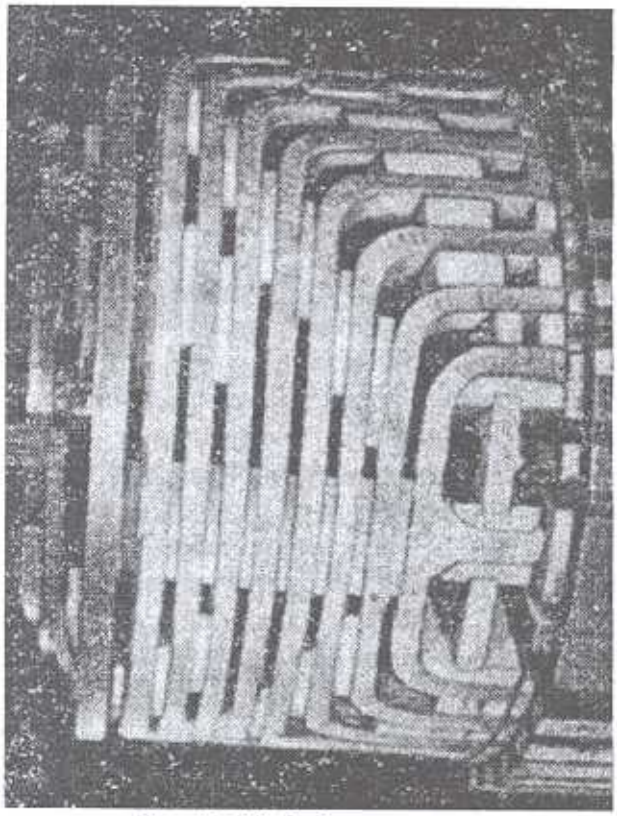


Рис. 5-24. Лобовые части обмотки ротора с постоянной расклиновкой

Прогревают обмотку до температуры 80°С на первой катушке и 100–110 °С на последней (большой). Отключают ток и спрессовывают лобовые части до посадки сегментов брони на бочку ротора и центрирующее кольцо (при консольных бандажах – на временное центрирующее кольцо).

Продолжают нагрев до температуры: не ниже 140°С на малой катушке и не более 160°С на большой. Скорость повышения температуры должна быть не выше 20 °С/ч.

По достижении температуры 140–160°С производят запечку (нормализацию) изоляции в течение 10–14 ч. После запечки охлаждают ротор до 40–45°С и разбирают прессующие приспособления.

Проходимость вентиляционных каналов роторов с непосредственным охлаждением проверяют по заводской инструкции. Основные сведения по методике проверки приведены в разд. 14. Допустимые давления при проверке приведены в табл. 5-4.

Таблица 5-4. Допустимые динамические давления при продувке пазовой части

Мощность турбогенератора, МВт	Давление, Па		
	по отсеку	на паз	на ротор
300	130	180	250
150–200	150	210	300
60–100	100	140	200

Допустимое количество полностью закрытых каналов – не свыше одного на паз и не свыше шести на ротор. Каналы лобовой части проверяют только на проходимость; полностью закрытые каналы не допускаются. Для роторов ТГВ-200 и ТГВ-300 производят только проверку каналов на проходимость по каждому выходному отверстию. Закрытые каналы не допускаются.

После продувки и проведения всех испытаний и измерений ротор готовят к посадке бандажей. Обмотку продувают сжатым воздухом, простукиванием проверяют плотность постоянной расклиновки лобовых частей и установки пазовых клиньев. Специальным шаблоном из листовой стали толщиной 2–3 мм проверяют по наружному диаметру лобовых частей их конфигурацию. При отклонении размеров от указанных на чертеже более, чем на 1 мм подгоняют соответственно толщину сегментов подбандажной изоляции или устанавливают дополнительную местную выкладку. Подбандажную изоляцию выполняют стеклотекстолитовыми сегментами толщиной не менее 2 мм в два слоя. Верхний слой укладывают, сдвигая каждый сегмент на половину его ширины, перекрывая стыки нижнего слоя.

При установке подбандажной изоляции, а также при установке сегментов демпферной системы необходимо оставлять тангенциальный зазор между сегментами, равный 3 мм. В противном случае деформация обмотки приведет к распору конструктивных элементов и их повреждению.

При отсутствии готовых сегментов их изготавливают на месте из рулонного стеклотекстолита. Заготовки формуют в бандаже, нагретом до температуры 120–150°С, и собирают в сегменты требуемой толщины, склеивая их лаком ЭР1-30.

Для небольших генераторов с косвенным охлаждением допускается изготовление подбандажной изоляции из миканитовых сегментов; их дополнительно оклеивают глянцевым электрокартоном толщиной 0,2–0,3 мм. При укладке сегментов подбандажной изоляции на лобовые части тщательно подгоняют место стыка каждого сегмента с пазовой изоляцией. На лобовые части надевают два резиновых жгута и укладывают под них сегменты. После укладки всех сегментов последние стягивают двумя бандажами из проволоки диаметром 2–3 мм или двумя хомутами из стальной полосы сечением от 2х30 до 3х40 мм, после чего резиновые жгуты снимаются. Сегменты изоляции носика бандажа от бочки ротора также собирают под резиновый жгут и стягивают у самого торца бочки ротора проволокой диаметром 2–3 мм. По окончании сборки подбандажной изоляции и проверки ее наружных диаметров приступают к посадке бандажного кольца (см. п. 5-1).

После остывания бандажа и проведения электрических испытаний и измерений роторы турбогенераторов с водородным охлаждением проверяют на газоплотность. В процессе полной перемотки ротора испытание на газоплотность проводят дважды: перед укладкой обмотки и после окончания сборки ротора перед балансировкой.

Проверке подлежат следующие узлы:

концевые уплотнения центрального отверстия вала ротора со стороны турбины и со стороны возбудителя;

уплотнения в валу «больших» токоведущих болтов между внутренним и наружным токоподводом;

уплотнения на валу «малых» болтов между токоподводами контактных колец и внутренним токоподводом.

Для испытания заглушку со стороны возбудителя заменяют заглушкой с отверстием, в которое вворачивают прибор для испытания на газоплотность или трубку с вентилем и манометром на 0,6 МПа с точностью отсчета 10^4 Па. Уплотнения вала считаются удовлетворительными, если скорость снижения давления не превышает 5% начального значения за 1 ч. При большей скорости снижения давления определяют места утечки заливкой спирта, обмыливанием мест уплотнений и галоидным течеискателем.

В процессе поисков мест утечки вскрывают изоляцию контактных колец, а после устранения утечек снова собирают. Если контактные кольца изолированы миканитовой изоляцией, после сборки изоляции на нее накладывают бандажи из лавсанового шнура с диаметром 1,5–2 мм, пропитывая их лаком ГФ-95 или эмалью ГФ-92-ХС с последующей сушкой до прекращения «отлипа».

После окончания указанных работ ротор передают на балансировку (вопросы балансировки роторов в настоящем справочнике не рассматриваются).

В Приложении 1 на сетевой модели дана технологическая последовательность процесса перемотки ротора.

Ниже приведен примерный перечень приспособлений, инструмента и материалов, необходимых при перемотке ротора. В каждом конкретном случае количество оснастки, инструмента и материалов уточняется при разработке конструкторской и технологической документации, проекта организации работ.

Оснастка, специальный инструмент, приспособления и средства малой механизации, необходимые при перемотке ротора

Наименование оборудования	Количество, шт. (компл.)
Хомут:	
для бандажных колец	1
для контактных колец	1
Течеискатель	1
Ключ для отворачивания гайки бандажного кольца	1
Ключ для токоведущих болтов	1
Ключ для контактных винтов	1
Ключ для гайки уплотнения	1
Приспособление для снятия центрирующих колец и вентиляторов	1
Клин для подъема витков	4
Боек для расклиновки пазов	10
Временная полумуфта	1
Обмоточная лопатка	6
Стойка для подвесного приспособления	2
Подставка для катушки	40
Струбцина для сжатия витков	10
Калибр меди	10
Калибр установочный	6
Калибр проверочный	12
Мерительная скоба:	
диаметром 585–605 мм (для ТВВ– 165-2)	1
диаметром 665–685 мм (для ТВВ-200-2, ТВВ-320-2)	1
Мерительная скоба:	
диаметром 915–985 мм (для ТВВ-165-2)	1
диаметром 990–1055 мм (для ТВВ-200-2, ТВВ-320-2)	1
Стойка под гильзы	4
Осадочная доска:	
для гильзы	2
для витков	8
Домкраты пазовые	10
Временное центрирующее кольцо	2
Опрессовочное кольцо	6
Технологические клинья для турбогенераторов:	
ТВВ-165-2	192
ТВВ-220-2	252
ТВВ-320-2	369
Пресс-планки для турбогенераторов:	
ТВВ-165-2	32
ТВВ-220-2	36
ТВВ-320-2	36
Разъемные клинья для турбогенераторов:	
ТВВ-165-2	62
ТВВ-200-2	70
ТВВ-320-2	70
Державка	8
Дрель электрическая с патроном для сверла диаметром 12 мм	1
Верстак с двумя параллельными тисками	2
Электросварочный агрегат	1
Автогенный резак	1
Пневматическая дрель с патроном для сверл до диаметра 30 мм	1
Ручная дрель	1
Канистры или бидон для лака емкостью 20 л	5
Канистры для растворителей емкостью 20 л	3
Бачок диаметром 200x250 см для разведения лаков (закрываемый)	5
Шлифовальная машина	3
Пневматический молоток	3
Металлический или деревянный закрываемый ящик	6

Наименование оборудования	Количество, шт. (компл.)
Ящик размером 500x300x250 мм для крепежных и мелких деталей	1
Промышленный пылесос	1
Просечка для вырубки изоляции стержня токоподвода	1
Войлочный круг	5
Щетка металлическая:	
круглая	5
плоская	10
Опалубка	2
Временные деревянные клинья	1
Бронь	2
Приспособление для снятия и насадки полумуфт	1
Пульверизатор с бачком	1
Переносная лампа на 12 В	4
Установка для нагрева пресс-формы	1
Установка для испытания повышенным напряжением	1
Кислородный редуктор со шлангом	3
Стол для опиловки изоляции	2
Пресс-форма	1
Макет для изготовления катушек	1
Электросварочная оснастка (кабели, электрододержатель, щиток)	1
Автогенные горелки № 3–6	3
Приспособление для транспортировки и подвешивания катушек	1
Приспособления для снятия и насадки:	
бандажных колец	1
контактных колец	1
Индуктор для нагрева бандажных колец с кабелями	1
Стропы для разборки	1
Приспособление для отжига и транспортировки полукатушек	6
Приспособление для чистки меди	1
Шланг резиновый диаметром 17 мм	50 м (длина)

Инструмент, необходимый для перемотки ротора

Наименование	Размер, мм
Линейка металлическая	500, 1000
Линейка шабровочная	500
Угольник слесарный плоский, класс 2, тип VIII	400x250
Плита шабровочная	400x400
Рулетка	10
Киянка деревянная:	
круглая	–
прямоугольная	–
Топор столярный	–
Пила по дереву	–
Стамеска столярная плоская	20
Зеркало (круглое)	–
Кувалда стальная	2–3[1)]
Кувалда стальная	6–8[1)]
Штангенциркуль	500, 1000
Щупы пластинчатые № 3	0,03–0,5
Щупы пластинчатые № 7	0,5–1,0
Зубило слесарное	25x200
Крейцмейсель	10x150
Молоток слесарный	–
Нож монтерский	–
Ножницы портняжные	320
Ножницы кровельные ручные	–
Ножовочный станок	–
Ножовочное полотно	–
Напильник драчевый	200, 400

Наименование	Размер, мм
Ключ разводной № 3	–
Плоскогубцы простые	180
Острогубцы	200
Шабер:	
плоский	20x250
трехгранный	–
Кисть:	
волосяная	20[2)]
плоская	–
Фреза:	
торцевая	90[2)]
концевая	7
Глубиномер микрометрический	200
Ножовка по дереву	–
Цифры маркировочные	6–8
Буквы маркировочные	6–8.
Иголки швейные	–
Держатель для лерки универсальный	–
Штихмас наборный	150–1200
Ключ гаечный	8–50
Ключ торцевой	8–50
Сверла	6,5–36[2)]
Метчики	М8–М36
Лерки	6–36

[1)] Масса, кг.
[2)] Диаметр, мм.

Материалы, необходимые при перемотке ротора

Материал	Толщина, мм
Шина медная МГМ	–
Дерево твердой породы	–
Бумага:	
кабельная К-120	0,12
телефонная КТ-05	0,05
Электрокартон ЭВ	0,2–2,5
Шнур льняной крученый	2[2)]
Лента тафтяная	20[1)]
киперная	25–30[1)]
Бязь	–
Салфетка техническая	–
Обтирочный материал	–
Асбест листовой	1–5
Резина МБС	10
Стеклолента	0,1–0,2
Ткань стеклянная Э	0,1
Стеклолента липкая ЛСКЛ-155	0,15
Миканит:	
прокладочный	0,15
коллекторный КФГ	0,3–0,5
формовочный ФФГ2А	0,2
Стекломикалента СЛФК	0,15
Эмаль электроизоляционная ГФ-95ХК	–
Лак ГФ-95	–
Лак бакелитовый 50 % А	–
Смола эпоксидная ЭД-6	–
Ацетон	–
Бензин авиационный Б-70	–
Шнур резиновый круглый	10[2)]
Шнур резиновый квадратный	12x2
Резина вакуумная	10; 16

Материал	Толщина, мм
Стеклотекстолит СТЭФ	1–50
Текстолит А	50, 60
Паста шлифовальная ГОИ	–
Пресс-материал АГ4С	–
Тальк молотый	–
Шкурка шлифовальная на полотне № 6–8	–
Флюс № 209	–
Пленка триацетатная	0,1–0,15
Паста защитная ИВР1	–
Дюралюминий Д16Т	60[2)]
Сталь листовая Ст.3	1–1,5
Спирт этиловый	–
Толуол	–
Шеллак сухой	–
Припой ПСр-45	1,5–2[2)]
Пенетранты (проникающие красители) и другие составляющие для цветной дефектоскопии	–

[1)] *Ширина, мм.*
[2)] Диаметр, мм.

5.4. Ремонт контактных колец

Ремонт узла контактных колец, установленных на втулке.

Разборка. Перед съемом колец выполняются необходимые измерения и маркируются детали. Внутреннее кольцо маркируют цифрой 1, наружное – 2. Расстояние между кольцами и от торца контактного кольца до торца втулки проставляют в эскизе контактора или записывают в ремонтный журнал. Фиксируют размеры аксиального положения кольца относительно вала ротора (расстояние от торцов кольца до ближайших галтелей хвостовин вала).

Снимают скобы и изоляционные детали, закрывающие доступ к контактным винтам и токоведущим болтам. Контактные винты маркируют и выворачивают с помощью специального ключа (рис. 12-38 в разд.12). Маркируют и гибкие шины, с помощью специальных ключей (рис. 12-39 и 12-40 в разд.12) выворачивают гайки уплотнения и токоведущие болты и удаляют оставшиеся изоляционные детали.

Контактные кольца снимают приспособлением (рис. 5-25), состоящим из разъемного диска, надетого на вал за втулкой контактных колец, и сплошного диска, упирающегося в торец вала.

Через отверстия диаметром 40 мм, просверленные в дисках, проходят стальные тяги с резьбой М36 на концах. Толщина дисков равна 16–24 мм. Другой тип приспособления состоит из двух шпилек с лапами для захвата за торец втулки на одном конце и резьбой М36 на другом.

После сборки приспособления сильно затягивают гайки тяг, изоляцию втулки закрывают листовым асбестом и нагревают кольца до температуры 300–350 °С двумя горелками № 6. Во избежание прогрева вала нагрев ведут при энергичном подтягивании гаек приспособления по мере нагревания втулки до ее полного съема. Если съем втулки с кольцами невозможен, кольца снимают отдельно после прогрева их до 350–400 °С, помогая съему ударами молотка через алюминиевую (медную) проставку. После полного остывания втулки срезают ее изоляцию, вновь прогревают и легко снимают с вала.

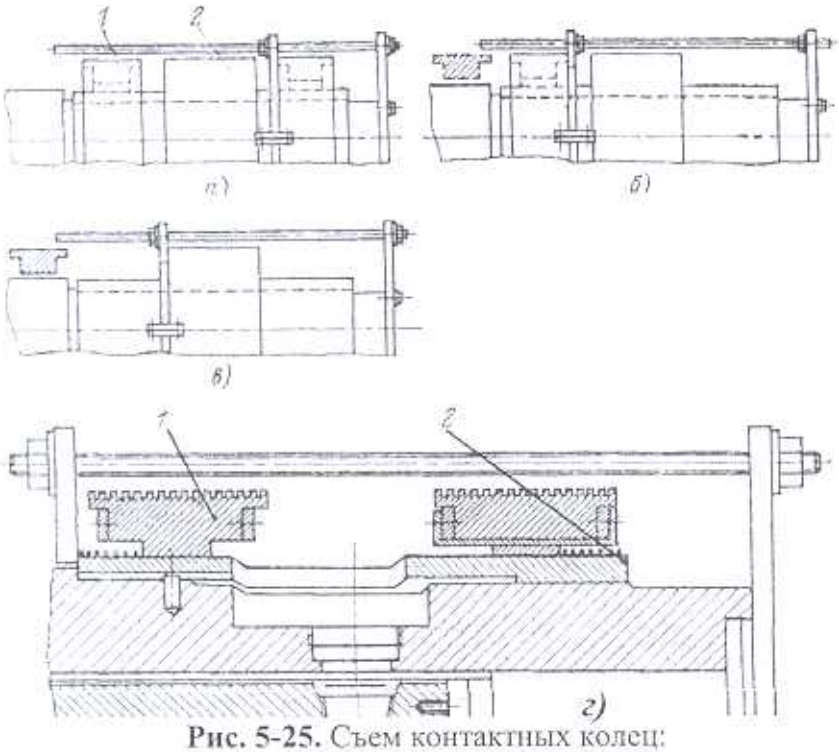


Рис. 5-25. Съем контактных колец:
а – съем наружного кольца; *б* – съем внутреннего кольца; *в* – съем втулки роторов ТГВ;
г – съем втулки роторов ТВ2, ТВФ, ТВВ; *1* – контактное кольцо; *2* – втулка контактных колец

Замена изоляции втулки. Снятую втулку осматривают, измеряют диаметры посадочных поверхностей. При цилиндрической внутренней поверхности и наличии эллипса на наружной поверхности втулки больше 1 мм втулку следует установить на станок, отцентрировать индикатором по внутренним посадочным поверхностям с точностью 0,02 мм и проточить по наружной поверхности до ликвидации эллипсности и обеспечения толщины слоя изоляции не менее 3 мм на сторону.

Обработанную втулку надевают на ось станка для намотки изоляции. На вторую ось надевают рулон пропитанного стеклополотна марки ПСЭР1-30 или ПСИФ, выбирая его ширину на 10–20 мм больше длины втулки. Рулон должен быть намотан плотно без пустот, морщин и перекосов.

Втулку равномерно прогревают по всей поверхности пламенем газовой горелки №6 до температуры 75–80 °С смазывают лаком ЭР1-30 и плотно наматывают на нее необходимое по толщине количество слоев стеклополотна с припуском на последующую проточку (2–3 мм на диаметр). Последние два-три слоя подмазывают лаком ЭР1-30. Поверх стеклополотна наматывают два-три слоя триацетатной пленки, утягивают ее стеклолентой встык, поверх укладывают 2-3 слоя асбестовой бумаги, утягивают ее стеклолентой в разбежку и надевают хомут. Зажимают изоляцию на втулке болтами хомута.

Разогревают в печи втулку до 70–80 °С и после подтяжки гаек хомута запекают втулку в печи при температуре 140–150 °С. Длительность запечки принимают из расчета 2 ч на миллиметр толщины изоляции.

Отключают нагрев и дают остыть втулке вместе с печью до окружающей температуры.

Разбирают опрессовочные приспособления и протачивают на станке изоляцию под посадку контактного кольца, обеспечивая натяг согласно чертежам завода-изготовителя. Обычно натяг кольца на втулку равен 0,002 внутреннего диаметра контактного кольца. Вырезают отверстия для токоподводов и болтов крепления; подготавливают посадку контактных колец на втулку.

Испытывают изоляцию втулки контактных колец после механической обработки до посадки контактных колец повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин (см. разд 14).

Хороший результат дает технология изготовления изоляции контактных колец при «чешуйчатом наборе» листов пропитанной стеклоткани (разд. 12, рис. 12-64). «Чешуя» набирается на втулку с расчетным шагом, обеспечивающим толщину изоляции при одном проходе. На набранную изоляцию накладывают триацетатную пленку и тонкую (1 мм) стальную обечайку. На стальной лист накладывается один слой стальной бандажной проволоки, которая закрепляется пайкой припоем ПОС-40. Втулка запекается аналогично указанному выше, бандажная проволока снимается и втулка протачивается. Толщина изоляции должна быть 3,5–4,0 мм, что достигается проточкой внутреннего диаметра контактных колец.

Сборка контактора с втулкой на роторах турбогенераторов серий Т, Т2, ТВ, ТВФ, ТВВ. На гладкую стальную горизонтальную плиту, выставленную по уровню, устанавливают четыре-пять металлических цилиндров диаметром около 20 мм одинаковой высоты, равной расстоянию от торца втулки до кольца, и на них по уровню выставляют кольцо. Кольцо нагревают двумя горелками до температуры 300–400 °С, контролируя его внутренний диаметр по штихмасу, установленному на размер, больший, чем наружный диаметр изоляции втулки на 0,2 мм. После расширения кольца до необходимого размера втулку опускают в кольцо.

Контролируют положение окна во втулке относительно положения токоподвода на контактном кольце. Охлаждают контактное кольцо струей сжатого воздуха до температуры 20–30 °С.

Устанавливают на дистанционные прокладки необходимой высоты второе контактное кольцо, нагревают его и опускают втулку с ранее одетым кольцом в нагретое контактное кольцо, контролируя положение окна во втулке относительно положения токоподвода на контактном кольце. Контактное кольцо охлаждается струей сжатого воздуха до температуры 20–30 °С. Испытывают изоляцию контактных колец повышенным напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин после посадки их на втулку.

Предусмотренные в некоторых конструкциях медные закладные полукольца устанавливают на обработанную изоляцию втулки, стягивают их стальной проволокой, уложенной в предусмотренные для этого в медном кольце канавки, пропаивают проволоку припоем ПОС-40 и сажают втулку в кольцо аналогично описанному выше.

Допускается установка указанных медных полуколец на эпоксидном компаунде холодного отверждения, состоящем из смолы ЭД-16 или ЭД-20-10, частями (по массе): дибутилфталата или полиэфира ТГМЗ – 0,5 части, полиэтиленполиамина – 1,5 части. После подгонки медных колец тщательно промазывают их внутреннюю поверхность компаундом, стягивают кольца стальной проволокой в разбежку и выдерживают 12 ч, после чего снимают проволоку и насаживают контактные кольца аналогично описанному выше.

После насадки контактных колец измеряют внутренний диаметр втулки и сверяют получившийся натяг на вал с заданным по чертежу. Если натяг больше указанного в чертеже, втулку протачивают на необходимую величину. Обычно натяг принимается равным 0,0003–0,0004 внутреннего посадочного диаметра втулки.

На втулку между контактными кольцами надевают специальный хомут, подложив под него асбестовую ткань. Пламенем двух горелок нагревают контактор до температуры 100–120 °С и сажают его на вал ротора с помощью грузоподъемного механизма (ГПМ). Строповку контактора выполняют при помощи хомута. Нагрев ведут изнутри втулки, подогревая одновременно контактные кольца. При нагреве принимают меры по защите изолированной поверхности втулки и резьбы от попадания прямого пламени (асбестовая ткань, асбест).[1]

---

[1] Лучше всего нагревать контактор в малогабаритной камерной печи, которая устанавливается в непосредственной близости к ротору.

После остывания испытывают изоляцию контактных колец повышенным напряжением, частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Сборка контактора с втулкой на роторах турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 выполняется в следующей последовательности:

внутреннее контактное кольцо надевают на вал ротора и сдвигают его в сторону щита генератора;

изоляцию втулки контактного кольца обматывают асбостеклотканью и устанавливают хомут;

нагревают пламенем двух горелок втулку до температуры 100–120 °С и сажают ее на вал с помощью ГПМ; строповка – при помощи хомута;

равномерно обдувая втулку сжатым воздухом, охлаждают ее до температуры 30–40 °С;

снимают хомут, асбестовую ткань и выполняют визуальный контроль на отсутствие повреждения изоляции;

устанавливают на втулку распределительные полукольца, плотно их обжимают вокруг изолированной поверхности с помощью технологических болтов;

в процессе установки контролируют положение шины токоподвода относительно оси отверстий во внутреннем токоподводе;

на внутреннее контактное кольцо, находящееся на валу ротора, надевают хомут шириной 50–60 мм, толщиной 3–4 мм из двух половин и длиной ручки 560–600 мм;

нагревают кольцо пламенем двух горелок до температуры 370–380 °С и надевают на распределительное кольцо, контролируя его положение в соответствии с требованиями конструкторской документации; насадку выполняют с помощью ГПМ, направляя кольцо за ручки хомута;

кольцо равномерно охлаждают сжатым воздухом до температуры 30–40 °С, во избежания перегрева изоляции;

по такой же технологии устанавливают на втулку распределительное кольцо и наружное контактное кольцо;

снимают технологические болты и испытывают изоляцию контактных колец повышенным напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Ремонт узла контактных колец при отсутствии втулки

Замена миканитовой изоляции вала под контактными кольцами

Если нет необходимости в замене контактных колец, то после их демонтажа замену миканитового изоляционного слоя на валу выполняют в следующей последовательности (в соответствии с конструкторской документацией):

тщательно очищают вал от старой изоляции;

производят технический осмотр участка поверхности вала ротора, находившейся под изоляцией; выявленные трещины, вмятины, забоины и другие дефекты должны быть полностью устранены;

для изоляции применяют формовочный миканит марки ФМП по ГОСТ 6122-88;

толщину миканита выбирают такой, чтобы число слоев не превышало 5–6 по всей толщине изоляции, и обычно принимают равной 0,3–0,5 мм;

ширину заготовки миканитовой изоляции принимают равной ширине контактного кольца плюс 20 мм;

заготовки миканитовой изоляции предварительно формуют на приспособлении, имеющем диаметр ротора, однако формовку можно выполнять непосредственно на роторе при сборке;

заготовки (сегменты) укладывают впритык с зазором 0,5–1 мм, пригоняя по длине последний сегмент каждого ряда (слоя) и обеспечивая перекрой стыков; хорошие результаты дает также «чешуйчатый» набор сегментов (разд. 12, рис. 12-64);

каждую заготовку миканита нагревают до температуры 80–90 °С, накладывают стороной, смазанной шеллаком, на ротор и проглаживают утюгом;

после набора всей изоляции ее утягивают широкой киперной лентой и оставляют в таком состоянии до полного охлаждения;

снимают ленту и наматывают несколько слоев кабельной и асбестовой бумагой и устанавливают приспособление для опрессовки и запечки;

слегка подтягивают стяжные болты на приспособлении и равномерно нагревают приспособление двумя горелками;

по мере нагрева через каждые 10–15 мин. вновь подтягивают стяжные болты; когда температура достигнет 110–120 °С, болты затягивают до полной запрессовки изоляции;

температуру поднимают до 125–135°С и поддерживают ее в течение часа;

приспособление снимают после охлаждения изоляционного слоя до окружающей температуры;

изоляционный слой протачивают до заданных размеров; окончательную чистовую обработку выполняют стеклянной шкуркой;

контактное кольцо нагревают до температуры 250–270 °С и насаживают на свое место;

охлаждают контактное кольцо сжатым воздухом до температуры 30–40 °С;

изоляцию контактных колец испытывают повышенным напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин.

После сборки узла на части изоляции, выступающие за пределы контактных колец, накладывают бандажи из лавсанового шнура с диаметром 1,5–2 мм, пропитывая их лаком ГФ-95 или эмалью ГФ-92-ХС с последующей сушкой до прекращения «отлипа».

Замена миканитовой изоляции вала на стеклотекстолитовую

Миканитовая изоляция менее прочна механически, чем стеклотекстолитовая, и со временем теряет монолитность. Поэтому рекомендуется при замене изоляции вала выполнять ее стеклотекстолитовой с использованием следующей технологии (после очистки вала от старой изоляции, осмотра участка вала и устранения выявленных дефектов):

участок вала нагревают до температуры 80–90 °С; при этом нагрев ведут индуктором, а контроль температуры – термощупом;

участок вала, подлежащий изолировке, промазывают лаком ЭРІ-30; к валу приклеивают стеклоткань ПСЭР толщиной 0,1 мм, определив ширину стеклоткани ПСЭР в соответствии с требованиями конструкторской документации;

стеклоткань ПСЭР наматывают на вал с натяжением 300–400 Н; при намотке стеклоткани морщины, складки и другие дефекты, которые могут повлиять на качество изоляции, не допускаются; количество слоев определяют толщиной изоляции плюс 1,5–2 мм на диаметр для последующей обработки изоляции;

на изоляцию наматывают два слоя триацетатной пленки;

для опрессовки изоляции устанавливают хомут, изготовленный из стали Ст.3 толщиной 10 мм из двух половин, и стягивают его болтами М16 (М20); остальные размеры хомута определяются диаметром и длиной изолированного участка вала;

изоляцию нагревают до температуры 130–140 °С индуктором, контролируя температуру термощупом у края изоляции; время выдержки при указанной температуре 5–6 часов;

производят подтяжку болтов в процессе нагрева при температуре 80–90 °С и 130–140 °С;

после остывания изоляции до температуры 35–40 °С снимают хомуты и приступают к обработке изоляции;

обработку производят на балансировочном станке или в собственных подшипниках с помощью суппорта; в исключительных случаях допускается опиловка поверхности вручную напильником с контролем размера по шаблону;

визуально проверяют отсутствие на поверхности изоляции морщин, вздутий, складок, посторонних включений, расслоения;

контактное кольцо нагревают, затем в него опускают распределительное кольцо;

после охлаждения собранное контактное кольцо в сборе с распределительным кольцом устанавливают на токарный станок и после выверки с точностью 0,02 мм растачивают для посадки на вал ротора;

контактное кольцо нагревают электроиндукционным методом до 250–270°С и сажают на изолированный участок вала с учетом требований конструкторской документации.

Контактные кольца протачиваются по наружной поверхности при вращении ротора на балансировочном станке или в собственных подшипниках генератора после сборки.

По условиям прочности стальных контактных колец обработка их наружной поверхности допустима до диаметров, размер которых для некоторых генераторов приведен ниже (по данным заводов-изготовителей) [20].

Тип турбогенератора	Минимально допустимый наружный диаметр контактных колец, мм
Т2-25-2, ТВ2-30-2, ТВС-30-2	407
ТВ-60-2, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2	415
ТВФ-63-2Е, ТВФ-110-2Е	300
ТВФ-60(63)-2, ТВФ-100(120)-2, ТВВ-165-2	439
ТВВ-200-2, ТВВ-320-2	446
ТВВ-200-2А[1], ТВВ-220-2А, ТВВ-320-2[1],	
ТВВ-160-2Е, ТВВ-220-2Е,	308
ТВВ-500-2Е, ТВВ-800-2Е, Т3В-800-2	388
ТВВ-500-2, ТВВ-800-2	488
ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300, ТГВ-500	430
ТВМ-300	500
ТВМ-500	475

[1] Для турбогенераторов ТВВ-200-2А и ТВВ-320-2 с контактными кольцами уменьшенного диаметра

При отсутствии заводских данных минимально допустимый диаметр контактных колец определяется специальным расчетом. До начала работ необходимо снять паспорт замеров ротора в месте укладки изоляционного слоя и внутреннего диаметра окончательно обработанного контактного кольца (распределительного кольца, если оно имеется), который служит исходным документом для определения толщины изоляции и диаметра проточки.

Если достигнут минимальный диаметр контактных колец, то они должны быть заменены новыми.

Новые контактные кольца изготавливают из сталей марок 40, 40Х, 40Г, 45Х, 30ХГС в зависимости от мощности генератора; твердость стали должна находиться в пределах 280–300 HRC.

Ниже указаны материалы контактных колец и втулок некоторых типов генераторов.

Турбогенератор	Материал контактных колец	Материал втулки контактных колец
Т2-25-2, ТВ2-50-2, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2	Сталь 40Х, 40Г	Ст. 3
ТВФ-60, ТВФ-120	Сталь 40Х, 45Х, 30ХГС	Сталь 40
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2, ТВВ-320-2	Сталь 45Х, 30ХГС	Сталь 40, 45
ТГВ-200, ТГВ-300	Сталь 0Х1МАР	Сталь 25 ХН1МАР
ТВВ-800-2	Сталь 38ХН3МА	

Особенности ремонта и замены узла контактных колец, установленных на вал ротора, для турбогенераторов типа ТВВ завода «Электросила». Кольца посажены на бронзовое распределительное кольцо («подколечник»), которое в свою очередь установлено с горячей посадкой через изоляцию на вал ротора.

Если качество изоляции вала сохранилось, то заменяют только контактные кольца. Это делается следующим образом:

– снимается вентилятор, установленный между контактными кольцами;

– снимаются накладки и разбираются болты токоподвода;

– дефектные контактные кольца разрезаются по поперечному сечению отрезной машинкой;

– кольца снимаются с вала холодными или с небольшим подогревом;

– «подколечники» разрезаются аналогично стальным кольцам в сечении, противоположном месту закрепления токоподвода;

– новое стальное кольцо насаживается на «подколечник» с чертежным натягом.

Если контроль изоляции на валу показал, что ее состояние неудовлетворительно, то следует заменить ее новой стеклотекстолитовой изоляцией. Последнюю можно изготовить на оправке, имитирующей вал ротора. При этом очень важно обеспечить качественный стык «внахлест» для предотвращения электрического пробоя. Замена изоляции на стеклотекстолитовую требует увеличения ее толщины до 3–4 мм. Это возможно благодаря проточке внутреннего диаметра распределительного кольца («подколечника»).

Замена изношенных контактных колец с установкой стеклотекстолитовой изоляции на вал под кольцами проводится в последовательности, подробно описанной далее для турбогенераторов типа ТВВ-320-2 и ТВВ-800-2.

Снимают вентиляторы, расположенные между контактными кольцами, с подогревом до 100+120°С, затем снимают накладки и вывинчивают болты токоподвода.

Изношенное наружное кольцо разрезают до вентиляционного отверстия, используя отрезной круг, далее кольцо разрезают ножовкой до бронзового распределительного кольца.

Контактное кольцо сбивают молотком с распределительного кольца и снимают с вала. На распределительное кольцо надевают хомут. Пространство между кольцом и валом за-крывают мокрым асбестом. Распределительное кольцо нагревают двумя горелками до 200 °С, затем ударами молотка через проставку, удерживая хомут за ручки, снимают распределительное кольцо с вала. После остывания его до температуры окружающей среды снимают хомут. Осматривают распределительное кольцо и устраняют выявленные дефекты. Снимают изоляцию с вала под наружным распределительным кольцом.

По такой же технологии снимают внутреннее контактное и распределительное кольца.

Очищают посадочные поверхности, осматривают на отсутствие дефектов.

Измеряют диаметр вала ротора в местах наложения изоляции и внутренний диаметр распределительного кольца. Исходя из односторонней толщины изоляции 3±0,2 мм на валу, определяют натяги деталей, которые составляют в свободном состоянии:

при посадке контактного кольца в сборе с распределительным кольцом:

0,5–0,55 мм – «изолированный вал – распределительное кольцо в сборе с контактным кольцом»;

при раздельной посадке распределительного и контактного колец:

0,4–0,45 мм «изолированный вал – распределительное кольцо»;

0,2–0,25 мм «распределительное кольцо – контактное кольцо».

Подготавливают вал к изолированию: на деревянную оправку диаметром 30 мм длиной 280 мм наматывают стеклополотно, пропитанное лаком ЭРІ-30, толщиной 0,2 мм, шириной 210 мм и длиной 10000 мм на два кольца; из стеклотекстолита марки СТЭФ-I толщиной 1 мм нарезают по четыре заготовки шириной 210 мм и длиной 650 мм для каждого кольца; заготовки расщепляют ножом на две части в ½ толщины и маркируют №№ 3, 5, 7 и 9; мелкой стеклянной шкуркой снимают глянец с поверхности заготовок и обрезают заготовки по длине в соответствии с указанной маркировкой по размерам в таблице.

Внутреннее контактное кольцо, диаметр вала 187 мм					Наружное контактное кольцо, диаметр вала 183 мм				
Чередование слоев	Толщина материала на сторону, мм	Диаметр вала с изоляцией, мм	Длина заготовки СТЭФ-I, мм	Материал	Чередование слоев	Толщина материала на сторону, мм	Диаметр вала с изоляцией, мм	Длина заготовки, мм, СТЭФ-I	Материал
1	0,2	–	–	Стеклополотно	1	0,2	–	–	Стеклополотно
2	0,2	–	–	Стеклополотно	2	0,2	–	–	Стеклополотно
3	0,5	188,8	591	СТЭФ	3	0,5	184,8	578,5	СТЭФ
4	0,2	–	–	Стеклополотно	4	0,2	–	–	Стеклополотно
5	0,5	190,2	595	СТЭФ	5	0,5	186,2	583,0	СТЭФ
6	0,2	–	–	Стеклополотно	6	0,2	–	–	Стеклополотно
7	0,5	191,6	600	СТЭФ	7	0,5	187,6	587,0	СТЭФ
8	0,2	–	–	Стеклополотно	8	0,2	–	–	Стеклополотно
9	0,5	193	604	СТЭФ	9	0,5	189,0	591,5	СТЭФ
10	0,2	–	–	Стеклополотно	10	0,2	–	–	Стеклополотно

Начинают работу с внутреннего контактного кольца. На вал устанавливают упоры для фиксации аксиального положения изоляции. Место наложения изоляции обезжиривают, промазывают лаком ЭРI-30, сушат на воздухе 3–4 часа. С оправки наматывают два слоя стеклополотна толщиной 0,2 мм на вал по часовой стрелке, промазывая лаком ЭРI-30 каждый слой. Далее под стеклополотно, предварительно промазав его лаком ЭРI-30, устанавливают заготовку № 3 и продолжают без разрыва утяжку стеклополотном. Сделав оборот стеклополотном, устанавливают заготовку № 5. Начало установки заготовки № 5 смещают на 90° по отношению к заготовке № 3, утягивая стеклополотном и промазывая каждый слой лаком ЭРI-30. Последовательно наматывают следующие слои стеклополотна, устанавливая между ними заготовки СТЭФ №№ 7 и9 со смещением на 90°.

После установки заготовки № 9 и утяжки стеклополотном, изоляцию обертывают двумя слоями триацетатной пленки и утягивают стеклолентой впритык по всей ширине.

Устанавливают металлическую прокладку толщиной 1 мм, шириной 210 мм и длиной 628 мм (концы прокладки на длине 16 мм обработаны для нахлеста на «нет») и утягивают используя проволочный бандаж до установки хомутов.

Устанавливают 4 установочных хомута, изготовленных с одним разъемом из листа толщиной 6–8 мм, шириной 50 мм, с внутренним диаметром 196 мм.

Стыки двух средних хомутов смещают на 180° и двух крайних – на 180°.

Предварительную обтяжку начинают с двух средних хомутов, следя за отсутствием смещения изоляции в аксиальном направлении.

Вал ротора нагревают до 90–95 °С. Начиная со средней пары хомутов, обстукивая поверхность хомута молотком, обтягивают шпильки на хомутах. Обтяжку повторяют при температуре 105–120 °С.

Подняв температуру до 140^{+5}°С выдерживают при этой температуре 36 часов.

После естественного остывания изоляции до окружающей температуры, хомуты снимают, проверяют качество выпечки изоляции простукиванием молотком массой 200 г. Обрабатывают торцы и поверхность изоляции по чертежу. Испытывают повышенным напряжением 8600 В промышленной частоты в течение 1 мин.

Если контактное кольцо сажают на вал с сборе с распределительным кольцом, то обеспечивают натяг 0,5–0,55 мм. Нагревают контактное кольцо в сборе до температуры 300^{+10} °С и устанавливают на изолированный участок вала по разметке. Хомут снимают после остывания кольца до окружающей температуры.

При раздельной установке распределительного и контактного кольца на вал протачивают внутренний диаметр распределительного кольца, чтобы обеспечить натяг на изоляцию 0,40–0,45 мм.

Измерив наружный диаметр распределительного кольца, определяют внутренний диаметр контактного кольца с учетом натяга 0,2–0,25 мм в свободном состоянии. Надевают хомут на распределительное кольцо, греют до 200^{+10} °С и надевают на вал. Хомут снимают с распределительного кольца после охлаждения до окружающей температуры.

Испытывают электрическую прочность изоляции под распределительным кольцом напряжением 8600 В промышленной частоты в течение 1 мин.

Изготавливают новое контактное кольцо по чертежу с необходимым внутренним диаметром. На контактное кольцо надевают хомут, нагревают до 250–300 °С и сажают на распределительное кольцо.

После остывания контактного кольца до окружающей температуры снимают хомут. Испытывают электрическую прочность изоляции напряжением 6000 В промышленной частоты в течение 1 мин.

Повторяют вышеописанные операции для установки наружного контактного кольца.

Свободные участки изоляции, торцевые поверхности распределительных и контактных колец и участки вала на длине 30 мм от изоляции покрывают эмалью ГФ-92ХС (красная).

Выпечку (нагрев) изоляции осуществляют как правило индукционным способом, но можно применять и лампы накаливания с зеркальным отражением (Р = 1,5–2 кВт – 6шт.). а также калориферные установки (2 шт).

Для улучшения работы щеточного контакта на кольцах нарезают винтовые канавки сечением 3×6 или 4×6 мм с шагом 10 мм[1].

Поверхность колец после посадки шлифуют кругами марок СМ1, СМ2 диаметром 100–150 мм с частотой вращения 1000–2000 об/мин. Ротор при шлифовке должен вращаться с номинальной частотой вращения.

5.5. Ремонт роторных бандажей

Аварийные отключения турбогенераторов чаще всего происходят с роторами, имеющими двухпосадочную конструкцию бандажного узла.

Бандажные кольца обычно изготовлены из среднеуглеродистой аустенитной (немагнитной) стали, упрочненной наклепом. Эта сталь склонна к коррозионному растрескиванию (см. раздел 2).

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения разрушения бандажных, центрирующих колец и накидных гаек роторов (вне зависимости от типов и конструкции турбогенераторов) профилактический осмотр и дефектоскопия бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла проводятся в сроки указанные в табл. 5-5 [16].

Для турбогенераторов с бандажными кольцами из магнитной стали, алюминиевых сплавов и составными бандажными кольцами из коррозионнонестойкой стали – профилактический осмотр бандажных узлов с их демонтажем производят в сроки, установленные заводами-изготовителями или ремонтными предприятиями, разработавшими проект реконструкции бандажного узла.

На резервных роторах с бандажными кольцами из коррозионно-нестойкой стали и сроком хранения более 1 года или при нарушении условий хранения перед заводкой в статор производят профилактический осмотр с демонтажом бандажного узла.

---

[1] Хорошие результаты дает использование контактных колец с ромбической рабочей поверхностью, которая достигается путем образования канавок указанного сечения в виде многозаходной резьбы с большим шагом с одной и с другой стороны кольца, причем правый и левый шаг отличается друг от друга.

Таблица 5-5

Турбогенераторы	Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажом бандажных узлов не реже (лет)		
	материал бандажного кольца		
	коррозионно-нестойкие стали	коррозионно-стойкие стали	титановые сплавы
Мощность 800 МВт и более	4–5	8–10	–
Мощность до 500 МВт включительно: –однопосадочная и двухпосадочная (с прорезными центрирующими кольцами повышенной эластичности разработки ОАО «ЦКБ Энергоремонт») конструкция бандажного узла; –двухпосадочная конструкция бандажного узла заводского исполнения	8–10 4–5	15–16[1)] 8–10	15–16[1)] 15–16
Роторы заводского исполнения с водяным охлаждением обмотки	по согласованию с заводом-изготовителем	8–10[1)]	15–16[1)]
[1)] Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажом бандажных узлов турбогенераторов серии ТЗВ, ТФГ, ТФП, ТЗФП устанавливается по согласованию с заводом-изготовителем			

Осмотр и измерения. В период капитального ремонта турбогенератора с выемкой ротора бандажи подлежат обязательному профилактическому осмотру. При ремонте без снятия бандажей наружные поверхности бандажных и центрирующих колец проверяют осмотром на отсутствие трещин, подплавлений, ожогов. Осмотр производят после очистки поверхностей от эмали. Особенно тщательно осматривают поверхности в следующих зонах: торец носика бандажа, вентиляционные отверстия, замковое соединение составных бандажей, а также эластичные элементы центрирующих колец. Осмотр производят, пользуясь лупой 10-кратного увеличения. Осмотром деталей крепления бандажного и центрирующего кольца проверяют их на отсутствие осевого смещения. Так же проверяют (с торцов) места сопряжения центрирующего кольца и вала ротора, бандажа и центрирующего кольца. Появление фреттинг-коррозии в указанных местах свидетельствует об ослаблении натягов.

При обнаружении в процессе осмотра дефектов бандажное кольцо снимают и устанавливают на кантователь. После очистки бандажей ацетоном и наждачной бумагой от грязи, масла, эмали до чистого металла дополнительно осматривают (с применением лупы кратностью 4–10) все посадочные места и внутренние поверхности бандажных и центрирующих колец.

При осмотре бандажных колец и вспомогательных элементов наиболее часто встречаются следующие дефекты:

трещины, язвины, подгары и оплавления на посадочной поверхности и носике бандажного кольца;

начальные стадии коррозионного растрескивания в виде коррозионных язвинок на внутренней поверхности в местах наиболее вероятной концентрации влаги по местам стыков сегментов подбандажной изоляции, в резьбовых соединениях, по границам контакта с зубцами ротора и др.; признаки общей коррозии при этом чаще всего отсутствуют; под язвинами, подгарами, оплавлениями как правило имеются трещины.

Все обнаруженные при осмотре дефекты отмечают и составляют карту дефектов. Затем их удаляют с поверхности бандажного кольца следующими способами в зависимости от их количества и степени распространения: общей проточкой пораженной поверхности, кольцевой проточкой, местной зачисткой шлифовальным камнем или лепестковыми кругами (зерно не грубее № 40).

Отдельные оплавления, подгары, язвины, одиночные трещины и небольшие группы трещин, а также механические повреждения удаляют местной выборкой с помощью шли-

фовального камня и лепестковыми кругами. Выборки должны иметь плавный переход к основной поверхности.

Глубина и площади местных выборок не должны превышать следующих значений, указанных в табл. 5-6 [16].

Таблица 5-6

Поверхности бандажного кольца	Мощность турбогенератора	Глубина местной выборки, мм	Площадь местных выборок, мм^2	
			на один дефект	суммарная на одну поверхность
Посадочные	До 120 МВт включительно	4	1000	4000
	Более 120 МВт	3	1000	3000
Непосадочные	До 120 МВт включительно	6	4000	20000
	Более 120 МВт	4,5	4000	10000
Торцевые	До 120 МВт включительно	5	4000	10000
	Более 120 МВт	4	4000	10000

Определяют натяги деталей бандажей, измеряя диаметры посадочных поверхностей по перпендикулярным осям вблизи их торцов, и заносят результаты измерений в формуляр.

Измерения диаметров внутренних и наружных поверхностей производят, соответственно, микрометрическим нутрометром и микрометрической скобой (разд.12). Во избежание ошибок нутрометр проверяют по скобе.

Полученные измерениями значения натягов сравнивают с номинальными (табл. 5-7, 5-8 и 5-9).

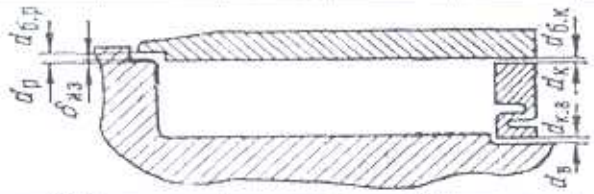
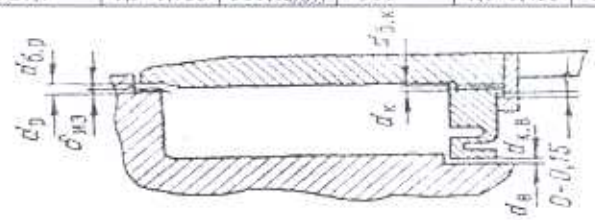
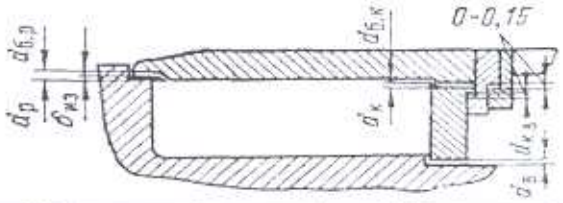
При обнаружении в процессе осмотра дефектов замкового соединения составного бандажного кольца последнее разбирают, осматривают посадочные поверхности и измеряют натяги. При наличии подгаров, оплавлений или наклепов зачищают дефектные участки шлифовальной машинкой, оснащенной мелкозернистым камнем и лепестковыми кругами, на глубину до 0,2 мм, а затем производят цветную дефектоскопию для выявления трещин, появляющихся, как правило, в указанных местах. Без предварительной зачистки трещины могут не обнаружиться дефектоскопией.

Дефектоскопия поверхностей эластичных элементов центрирующих колец, посадочных поверхностей центрирующих колец, а также посадочных поверхностей на валу ротора выполняется цветным или магнитно-порошковым методом.

Устранение дефектов носика двухпосадочного бандажа. На посадочных поверхностях «бандажное кольцо – бочка ротора» иногда обнаруживаются дефекты в виде наклепов и подгаров металла. Последние могут появляться на торцах бандажных колец в местах касания с пазовыми клиньями.

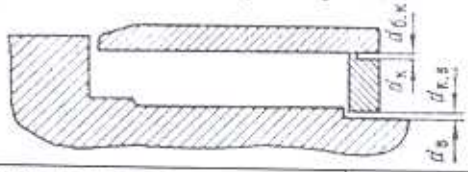
Наклепы характерны для двухпосадочных бандажных колец, в т.ч. для турбогенераторов типа Т2 и ТВ, у которых изоляция на посадке бандажа на зубцы была установлена в порядке модернизации бандажного узла. Одной из причин их появления является нарушение посадочных соединений, т.е. недостаточный натяг. Снижению натяга способствуют перегрев бандажа при предыдущей посадке и использование многослойной «подносиковой» изоляции.

Таблица 5-7. Посадочные размеры деталей бандажа

Турбогенератор	Бандажное кольцо – бочка				Бандажное кольцо – центрирующее кольцо			Центрирующее кольцо – вал		
	$d_р$	$\delta_{из}$	$d_{б.р}$	Натяг, мм	$d_к$	$d_{б.к}$	Натяг, мм	$d_в$	$d_{к.в}$	Натяг, мм
										
Т-2270/98	$864{,}5_{-0{,}055}$	2,5	$867^{+0{,}09}$	1,6-1,455	$851_{-0{,}055}$	$849{,}5^{+0{,}09}$	1,5–1,355	$580{,}5_{-0{,}045}$	$580^{+0{,}07}$	0,5–0,385
Т-25-2	$862{,}7_{-0{,}055}$	2,5	$866^{+0{,}09}$	1,7–1,555	$836{,}7_{-0{,}055}$	$835^{+0{,}09}$	1,7–1,555	$530{,}6_{-0{,}045}$	$530^{+0{,}07}$	0,6–0,485
Т2-25-2	$758_{-0{,}05}$	2,5	$761{,}8^{+0{,}08}$	1,2–1,07	$739{,}3_{-0{,}05}$	$738^{+0{,}08}$	1,3–1,17	$455{,}45_{-0{,}04}$	$455^{+0{,}06}$	0,45–0,35
ТВ2-30-2	$758_{-0{,}05}$	2,5	$761{,}8^{+0{,}08}$	1,2–1,07	$739{,}3_{-0{,}05}$	$738^{+0{,}08}$	1,3-1,17	$455{,}45_{-0{,}04}$	$455^{+0{,}06}$	0,45–0,35
Т2-50-2	$918_{-0{,}055}$	2,5	$921{,}1^{+0{,}08}$	1,9–1,755	$901{,}6_{-0{,}055}$	$900^{+0{,}09}$	1,6–1,455	$555{,}5_{-0{,}045}$	$554{,}8^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВ-50-2	$918_{-0{,}055}$	2,5	$921{,}1^{+0{,}08}$	1,9–1,755	$501{,}6_{-0{,}055}$	$900^{+0{,}09}$	1,6–1,455	$555_{-0{,}045}$	$554{,}8^{+0{,}07}$	0,7–0,585
										
ТВ-60-2	$918_{-0{,}055}$	2,5	$921{,}1^{+0{,}09}$	1,9–1,755	$901{,}6_{-0{,}055}$	$900^{+0{,}09}$	1,6–1,435	$575{,}7_{-0{,}045}$	$575^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВ2-100-2	$930_{-0{,}055}$	2,5	$933{,}2^{+0{,}09}$	1,8–1,655	$922_{-0{,}055}$	$920{,}4^{+0{,}09}$	1,6–1,455	$620_{-0{,}045}$	$619{,}3^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВ2-150-2	$1002_{-0{,}06}$	2,5	$1005^{+0{,}1}$	2–1,84	$995{,}8_{-0{,}055}$	$994^{+0{,}09}$	1,8–1,655	$695{,}7_{-0{,}03}$	$695^{+0{,}08}$	0,7–0,57
										
ТВ-60-2	$971{,}4_{-0{,}055}$	3	$976^{+0{,}09}$	1,4–1,255	$901{,}6_{-0{,}055}$	$900^{+0{,}09}$	1,6-1,455	$575{,}7_{-0{,}045}$	$575^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВ2-100-2	$981_{-0{,}055}$	3	$986^{+0{,}09}$	1,4–1,255	$922_{-0{,}055}$	$920{,}4^{+0{,}09}$	1,6-1,455	$620_{-0{,}045}$	$519{,}3^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВФ-6О-2	$910_{-0{,}055}$	3	$914{,}5^{+0{,}09}$	1,5– 1,355	$855{,}5_{-0{,}055}$	$854^{+0{,}09}$	1,5–1,355	$530{,}5_{-0{,}045}$	$529{,}8^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВФ– 100-2	$974_{-0{,}055}$	3	$978{,}2^{+0{,}09}$	1,8–1,655	$924{,}5_{-0{,}055}$	$923^{+0{,}09}$	1,5–1,355	$595{,}7_{-0{,}045}$	$595^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВВ-165-2	$974_{-0{,}055}$	3	$978{,}2^{+0{,}09}$	1,8–1,635	$924{,}5_{-0{,}055}$	$923^{+0{,}09}$	1,5–1,355	$595{,}7_{-0{,}045}$	$595^{+0{,}07}$	0,7–0,585
ТВФ-200-2	$1044{,}8_{-0{,}06}$	2,9	$1048{,}5^{+0{,}1}$	2,1–1,94	$994{,}6_{-0{,}055}$	$992{,}9^{+0{,}09}$	1,7–1,555	$678_{-0{,}05}$	$677{,}3^{+0{,}08}$	0,7–0,57
ТВВ-200-2	$1045_{-0{,}06}$	3	$1048{,}8^{+0{,}1}$	2,2–2,04	$998{,}7_{-0{,}055}$	$996{,}8^{+0{,}09}$	1,9-1,755	$675{,}7_{-0{,}05}$	$675^{+0{,}08}$	0,7–0,57
ТВВ-320-2	$1045_{-0{,}06}$	3	$1048{,}6^{+0{,}1}$	2,4–2.24	$998{,}9_{-0{,}055}$	$996{,}8^{+0{,}09}$	2,1–1,955	$675{,}7_{-0{,}05}$	$675^{+0{,}08}$	0,7–0,57

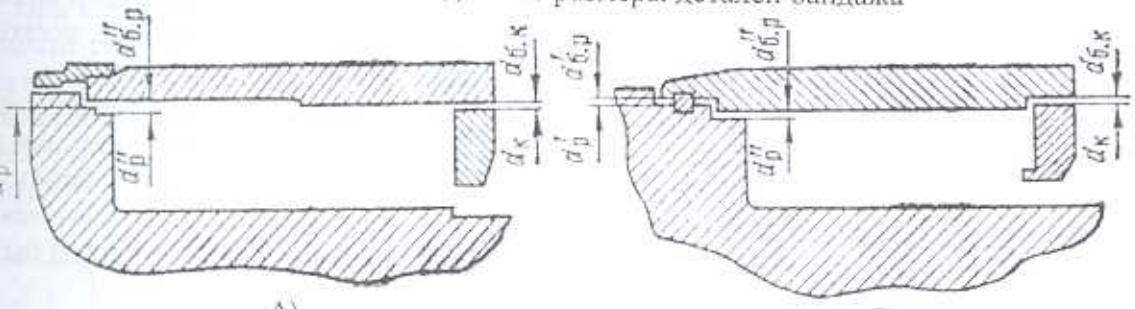
После устранения названных дефектов выполняют контроль металла бандажа (цветная дефектоскопия). Удаление дефектов носика бандажа и восстановление изоляции на посадочном месте в ряде случаев требует проточки, которую выполняют на карусельном или токарном станке, применяя резцы с твердосплавными пластинками марок Т30К4, Т15К6 или Т5К10. В процессе проточки удаляются подгары, оплавления и мелкие трещины. Если дефекты распространяются на торцевую часть носика, то бандаж следует проторцевать на глубину 1–3 мм. Глубина проточки (по радиусу) определяется глубиной дефектов и согласовывается с заводом-изготовителем (ориентировочно – не более 1 мм для модернизированных бандажей); длина проточки – 40–45 мм с конусным переходом примерно 35 мм на основную поверхность (рис. 5-26).

Таблица 5-8. Посадочные размеры деталей бандажа



Турбогенератор	Центрирующее кольцо– бандажное кольцо			Центрирующее кольцо – вал		
	$d_к$	$d_{б.к}$	Натяг, мм	$d_в$	$d_{к.в}$	Натяг, мм
Т-4376/142	$1261{,}8_{-0{,}055}$	$1260^{+0{,}11}$	1,8–1,625	$865{,}6_{-0{,}055}$	$865^{+0{,}09}$	0,6–0,455
ТВС-30	$744{,}1_{-0{,}05}$	$743^{+0{,}08}$	1,1–0,97	$455{,}45_{-0{,}04}$	$455^{+0{,}06}$	0,45–0,385

Таблица 5-9. Посадочные размеры деталей бандажа



А) Б)

Турбогенератор	Бандаж– бочка						Бандажное кольцо– центрирующее кольцо		
	$d'_р$	$d'_{б.р}$	Натяг, мм	$d''_р$	$d''_{б.р}$	Натяг, мм	$d_к$	$d_{б.к}$	Натяг, мм
Рис.А)									
ТВВ-200-2	$1019_{-0{,}06}$	$1016{,}8_{+0{,}1}$	2,2–2,04	$1018{,}6_{-0{,}06}$	$1016{,}8^{+0{,}1}$	1,8–1,64	$999{,}1_{-0{,}055}$	$997^{+0{,}09}$	2,1–1,955
ТВВ-320-2	$1019_{-0{,}06}$	$1016{,}6_{+0{,}1}$	2,4–2,24	$1018{,}6_{-0{,}06}$	$1016{,}6^{+0{,}1}$	2–1,84	$999{,}2_{-0{,}055}$	$997^{+0{,}09}$	2,2–2,055
ТВВ-500-2	$1070_{-0{,}06}$	$1067{,}6_{+0{,}1}$	2,4–2,24	$1069{,}6_{-0{,}06}$	$1067{,}6^{+0{,}1}$	2–1,84	$1047{,}4_{-0{,}06}$	$1045^{+0{,}1}$	2,4–2,24
Рис.Б)									
ТГВ-25	$798_{-0{,}05}$	$796{,}8^{+0{,}08}$	1,2–1,07	$758_{-0{,}05}$	$756{,}7^{+0{,}08}$	1,3–1,17	$756{,}2_{-0{,}05}$	$755_{-0{,}08}$	1,2–1,07
ТГВ-200	$1056{,}8_{-0{,}06}$	$1055^{+0{,}1}$	1,8–1,64	$1009_{-0{,}06}$	$1007^{+0{,}1}$	2–1,84	$1001{,}6_{-0{,}06}$	$1000^{+0{,}1}$	1,6–1,44
ТГВ-300	$1098{,}8_{-0{,}06}$	$1097^{+0{,}1}$	1,8–1,64	$1048_{-0{,}06}$	$1046^{+0{,}1}$	2–1,84	$1061{,}6_{-0{,}06}$	$1060^{+0{,}1}$	1,6–1,44
ТГВ-500	$1103_{-0{,}06}$	$1101^{+0{,}1}$	2–1,84	$1056{,}2_{-0{,}06}$	$1054^{+0{,}1}$	2,2-2,04	$1061{,}6_{-0{,}06}$	$1060^{+0{,}1}$	1,6–1,44

При обработке бандажей необходимо следить за стружкой; излом стружки в одном и том же месте свидетельствует о наличии невыбранной трещины.

После проточки обработанные поверхности шлифуют мелкозернистой шкуркой до получения шероховатости поверхности не более Ra 2,5.

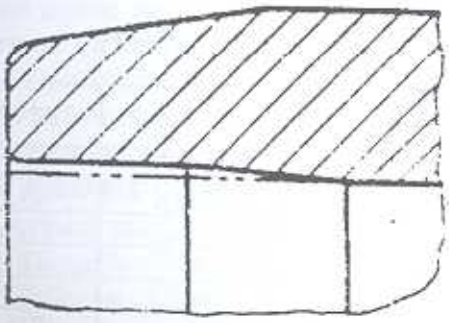


Рис. 5-26. Обработка носика бандажного кольца

После обработки производят повторную цветную дефектоскопию и осматривают бандажи через лупу 20–25-кратного увеличения. Отдельные трещины, обнаруженные на обработанной поверхности, устраняют местной выборкой металла быстроходной пневматической машинкой (разд. 12), оснащенной шлифовальным камнем средней зернистости диаметром около 60 мм и лепестковыми кругами. Затем местную выборку шлифуют мелкозернистой шкуркой до получения шероховатости поверхности не более Ra 1,25. Выборка должна иметь плавные переходы на основную поверхность. Выборку делают в несколько приемов, углубляя каждый раз на 1,0–0,5 мм до полного удаления трещин.

Эксплуатируется большое число генераторов в диапазоне мощностей 12–100 МВт с местными выборками глубиной до 3 мм на посадочной поверхности носика, расточенного под посадку на изоляцию (общая глубина выборки и проточки составляет 5 мм на сторону).

Если невозможно устранить проточкой и местными выборками дефекты на посадочной поверхности носика бандажного кольца, расположенные вблизи торца, бандаж можно укоротить на длину 25–30 мм и расточить внутреннюю поверхность на 2–2,5 мм по радиусу для посадки его на бочку ротора через изоляционную прокладку. В результате срезания носика и сдвига бандажа в аксиальном направлении уменьшается длина его посадки на центрирующее кольцо. Образовавшееся свободное место заполняют специально изготовленным кольцом (рис. 5-27). Снижение прочности бандажного кольца проверяется расчетом. Допустимый минимальный коэффициент запаса по отношению к пределу текучести материала 1,6. Такое кольцо, имеющее, что страшно. Касание дополнительного кольца с бандажом должно быть по узкой кольцевой поверхности на нижнем диаметре, поскольку касание по всей высоте сечения приводит к наклепам их торцевых поверхностей.

Если необходимо укоротить бандажное кольцо более, чем на 25–30 мм, производится замена носиковой части бандажа кольцом, изготовленным из немагнитной стали с соответствующими механическими свойствами. Для этой цели отрезают носик дефектного бандажа, изготовляют новое кольцо и собирают его с бандажом «тепловым замком» (натяги в замке указаны в табл. 5-10 и на рис. 5-28). Длина такой «надставки» должна быть не менее 150 мм.

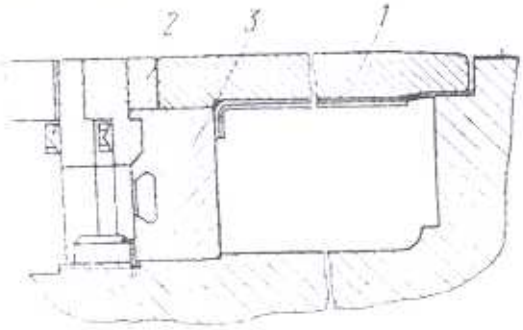


Рис. 5-27. Ремонт бандажного кольца турбогенератора ТВ2-30-2 путем срезания посиковой части и установки дополнительного кольца на центрирующее кольцо:
1 – укороченное бандажное кольцо;
2 – дополнительное кольцо; *3* – центрирующее кольцо

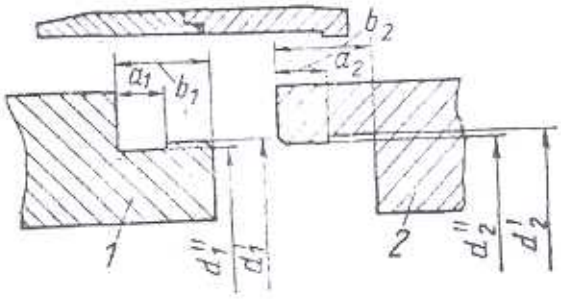


Рис. 5-28. Размеры сопряжения составных бандажей

Таблица 5-10. Посадочные размеры замка составных бандажей, мм.

Посадочные поверхности	Т-25-2	Т2-25-2 ТВ2-30-2	Т2-50-2 ТВ-50-2	ТВ-60-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2
b_2	$20^{+0,14}$	$20^{+0,14}$	$20^{+0,14}$	$20^{+0,14}$	$20^{+0,14}$	$20^{+0,14}$
b_1	$20_{-0,14}$	$20_{-0,14}$	$20_{-0,14}$	$20_{-0,14}$	$20_{-0,14}$	$20_{-0,14}$
a_2	$11,9_{-0,12}$	$11,9^{-0,14}$	$11,9_{-0,12}$	$11,9_{-0,12}$	$11,9_{-0,12}$	$11,9_{-0,12}$
a_1	$12^{+0,12}$	$12^{+0,12}$	$12^{+0,12}$	$12^{+0,12}$	$12^{+0,12}$	$12^{+0,12}$
d'_2	$906^{+0,09}$	$796^{+0,08}$	$986_{+0,09}$	$996^{+0,09}$	$996^{+0,09}$	$1075^{+0,1}$
d'_1	$906_{-0,055}$	$796^{-0,05}$	$986_{-0,055}$	996-0,055	$996_{-0,055}$	$1075_{-0,06}$
d''_1	$905,45_{-0,055}$	$795,35_{-0,05}$	$985,5_{-0,055}$	$995,5_{-0,055}$	$995,5_{-0,055}$	$1073,5_{-0,06}$
d''_2	$905^{+0,09}$	$795^{+0,08}$	$985^{+0,09}$	$985^{+0,09}$	$995^{+0,09}$	$1073^{+0,1}$
δ'_{12} (зазор)	0–0,145	0–0,13	0–0,145	0–0,145	0–0,145	0–0,16
δ''_{12} (натяг)	0,3–0,45	0,22–0,35	0,35–0,5	0,35–0,5	0,35–0,5	0,34–0,5

Эллипсность, обнаруженная на посадочной поверхности носика бандажного кольца и превышающая 0,2 мм, является признаком появления остаточной деформации. Вопрос о допуске в дальнейшую эксплуатацию бандажного кольца, имеющего некруглость посадочной поверхности более 0,2 мм, решают в каждом случае индивидуально.

Ремонт посадочных мест на бочке ротора. Повреждения на носике бандажа появляются и развиваются одновременно с повреждениями посадочной поверхности на бочке ротора. Местные дефекты (трещины, наклепы, подгары) устраняют местной выборкой металла аналогично описанному для бандажных колец. Усталостные трещины на посадочных поверхностях зубцов ротора от действия знакопеременных нагрузок, появляющихся в бандажном узле при вращении ротора, обычно носят массовый характер и не поддаются удалению местными выборками металла.

При небольшом числе дефектных зубцов ограничиваются зачисткой посадочной поверхности скалывающейся части дефектного зубца на глубину 0,3–0,5 мм для разгрузки зубца от натяга. У зубцов с трещинами, вышедшими на торец бочки ротора, участок зубца скалывают. Поверхность сколов на роторе в доступных местах зачищают шлифовальным камнем, вместо сколовшихся кусков вставляют заполнители, изготовленные из стеклотекстолита.

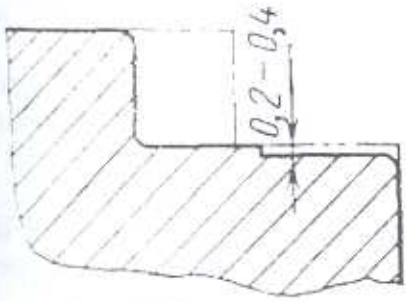


Рис. 5-29. Проточка посадочного места на бочке ротора

На бочке ротора с усталостными трещинами, распространенными на значительную часть зубцов (сколоты большие зубцы и по два-три прилегающих к ним малых зубца), протачивают новое посадочное место (рис. 5-29). В этом случае бандажное кольцо заменяют на удлиненное или используют старое с установкой дополнительного кольца-проставки на центрирующем кольце. При использовании старого бандажа длину нового посадочного места на бочке ротора выполняют в пределах 15–25 мм в зависимости от мощности машины, выбирая соответствующую толщину дополнительного кольца.

Поскольку скалывание зубцов встречается обычно на роторах турбогенераторов, длительно работавших с жесткими центрирующими кольцами, целесообразно для таких турбогенераторов модернизировать узел, перейдя на однопосадочное исполнение.

После ремонта посадочных мест на бочке ротора и на бандажном кольце измеряют посадочные диаметры и определяют толщину изоляционной прокладки, обеспечивающей требуемую величину натяга (см. табл. 5-7, 5-8, 5-9). Изоляционную прокладку изготовляют из стеклотекстолита толщиной 2,5–3 мм марки СТЭФ, нарезая стеклотекстолит кусками по длине листа, тщательно проверяют и калибруют по толщине, подгоняя удалением части слоев стеклоткани.

При отсутствии стеклотекстолита необходимой толщины прокладку допустимо набрать из нескольких его слоев.

Ремонт бандажных колец, оплавленных в результате замыканий обмотки ротора в лобовых частях. Очаг повреждения «выбирают» шлифовальной машинкой с мелкозернистым камнем до полного удаления трещин. Полученная местная выборка должна иметь плавные переходы на основную поверхность. После удаления видимых трещин место выборки следует подвергнуть цветной дефектоскопии и осмотреть через лупу 10-кратного увеличения. Допустимая глубина выборки указана в табл. 5-6.

Ремонт замкового соединения составных бандажей. Дефект замкового соединения характеризуется появлением неравномерного зазора в стыке частей бандажного кольца, его подгарами и оплавлениями и повреждениями подбандажной изоляции напротив стыка. Обнаружив ненормальности замка, составные части бандажа разъединяют, осмат-

ривают посадочные поверхности и измеряют натяги. При наличии трещин посадочной поверхности замка и несоответствии его натягов указанным в табл. 5-9 бандаж заменяют.

Устранение дефектов, связанных с коррозионным растрескиванием. Бандажные кольца изготавливаются из аустенитной стали, склонной к коррозионному растрескиванию. Коррозионное растрескивание бандажных колец может возникать при совместном воздействии механических напряжений и высокой влажности при температурах, соответствующих условиям эксплуатации и хранения бандажей. Коррозионное растрескивание появляется как на внутренней, так и на наружной поверхности бандажа, а также на посадочных местах на центрирующее кольцо и бочку ротора. Наибольшая концентрация трещин наблюдается обычно в районе стыков подбандажной изоляции, в зонах внутренней поверхности бандажа, прилегающих к посадочным местам, на участках посадочной поверхности, расположенных между зубцами бочки ротора.

Коррозионное растрескивание обнаруживают цветной дефектоскопией внутренней и наружной поверхности бандажного кольца.[1]

При обнаружении дефектов выполняются шлифы в местах их наибольшей концентрации дефектов.

Осмотр шлифов производится с предварительным травлением их 15% раствором азотной кислоты в спирте. Участок травления ограничивают пластилином, надежно предотвратив растекание раствора за пределы шлифа. Продолжительность травления не должна превышать 5 минут.

После травления участок надо нейтрализовать 10% раствором соды, тщательно промыть водой и просушить. Если при осмотре шлифов непосредственно после травления трещин не обнаружено, окончательное заключение делается после повторного осмотра с лупой 10-кратного увеличения через 24 ч после травления.

По окончании металлографического контроля поверхность шлифов необходимо зачистить шкуркой до полного удаления следов травления (зернистость последней шкурки № 3–5).

Для удаления сети коррозионных трещин производят общую проточку бандажного кольца.

Наибольшая допустимая суммарная глубина общей проточки на сторону (относительно размеров, указанных на чертежах заводов-изготовителей) не должна превышать значений, указанных в табл. 5-11 [16].

Значительные дефекты на наружной поверхности допускается устранять с помощью кольцевых проточек глубиной до 3 мм и шириной до 40 мм с плавным переходом к основной поверхности. Такие проточки должны располагаться на расстоянии не менее 50 мм от края посадки.

После проточки производятся повторный осмотр и дефектоскопия бандажного кольца в учетом первоначального расположения дефектов.

После общей проточки на посадочных поверхностях должны быть восстановлены натяги, указанные на чертежах:

при посадке бандажного кольца на бочку ротора через изолирующую прокладку путем утолщения изолирующей прокладки;

при посадке бандажного кольца на центрирующее кольцо:

а) прокладкой стальной фольги, если глубина проточки бандажного кольца не превышает 0,5 мм на сторону[2];

б) заменой центрирующего кольца или установкой промежуточного кольца требуемой радиальной толщины, закрепленного на основном кольце, если глубина проточки бандажного кольца более 0,5 мм на сторону.

---

[1] Применяется также менее эффективный электроиндукционный метод с помощью приборов ДНМ-500, ДНМ-2000 или ПИД-1.

[2] Есть практика установки листа до 1 мм с креплением на поверхности центрирующего кольца медными глухими заклепками.

Таблица 5-11

Поверхность бандажного кольца	Мощность и тип турбогенератора	Глубина общей проточки на сторону, мм
Посадочная поверхность на бочку ротора	Серия ТГВ	До размеров, при которых остаточный натяг составит не менее следующих величин: ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300 – 1,79 мм ТГВ-220-2А – 1, 89 мм; ТГВ-500 – 1,97 мм.
Посадочная поверхность на бочку ротора через изолирующую прокладку: заводская конструкция; модернизированная конструкция	Независимо от мощности	3 По согласованию с АО «ЦКБ Энергоремонт»
Посадочная поверхность на центрирующее кольцо	До 120 МВт включительно Более 120 МВт	5 3
Непосадочные поверхности	До 120 МВт включительно Более 120 МВт с посадкой на бочку ротора через изолирующую прокладку Остальные турбогенераторы	4 2 1
Торцевые поверхности	Независимо от мощности	2

Промежуточное и центрирующее кольца должны иметь тепловой замок на сопрягаемых поверхностях. После посадки составное кольцо протачивается до нужного диаметра.

Заполнение зазора, образовавшегося после общей проточки внутри посадочной поверхности, производится листами стеклотекстолита марки СТЭФ в два и более слоев по толщине. Листы стеклотекстолита укладываются между верхним и нижним слоями подбандажной изоляции.

При общей проточке поверхности кольца над демпферной гребенкой заполнение зазора осуществляется медной фольгой, устанавливаемой между слоями «гребенки» или листами стеклотекстолита, устанавливаемыми под нижний слой «гребенки».

Дефекты, обнаруженные на накидной гайке, удаляются местной зачисткой вулканитовым шлифовальным камнем или лепестковыми кругами до глубины не более 0,5 мм на площади не более 3000 мм^2. Способ устранения дефектов глубиной более 0,5 мм выбирается по согласованию с заводом-изготовителем.

К дальнейшей эксплуатации допускаются бандажные, защитные кольца, накидные гайки, на которых дефекты либо отсутствуют, либо устранены во время ремонта.

Бандажные кольца и вспомогательные элементы бандажных узлов, выполненные из коррозионнонестойкой стали, покрывают защитной эмалью КО-855 (ОБС 105.54 ТУ ЛПЭО «Электросила»)[1]. Антикоррозионное покрытие наносится после удаления всех поверхностных дефектов.

Внутреннюю поверхность бандажного кольца тщательно обезжиривают бензином Б-70 и протирают чистой ветошью. Эмаль КО-855 наносят на поверхность краскораспылителем. При необходимости эмаль растворяют толуолом или ксилолом до вязкости 18 с по

[1] Можно использовать эмаль КО-983 производства НПФ «Диэлектрик» [16]. Кроме того имеется опыт применения полиуретановой эмали фирмы «Dupox» (Швеция).

вискозиметру ВЗ-4. Эмаль наносят в два приема: первый слой сушат 2–4 ч при естественной вентиляции, затем наносят второй слой и также выдерживают 2–4 ч на воздухе. Окончательную запечку производят при температуре 180–200°С в течение 1 ч. Нагрев бандажного кольца для запечки производят только индукционным методом. Обычно покрытие внутренней и наружной поверхности делают раздельно. Первой покрывают внутреннюю поверхность. Нагревание бандажного кольца для запечки при этом совмещают с нагреванием для надевания кольца. Наружную поверхность покрывают после надевания кольца. Бандажное кольцо для запечки наружного лакового покрытия нагревают индуктором, применяя приспособление, исключающее повреждение покрытия при его установке.

Ремонт центрирующих колец и посадочных мест на валу ротора. Одиночные дефекты устраняют местной выборкой металла. При наличии трещин на эластичном элементе Z-образного или мембранного кольца центрирующее кольцо заменяют. При ослаблении натяга центрирующего кольца на вал или бандажного кольца на центрирующее кольцо и отсутствии резервной поковки допускается восстановление натяга установкой прокладки из стальной фольги на клее марки 88, что следует считать временной мерой с последующей заменой центрирующего кольца в период капитального ремонта.

При значительных повреждениях посадочной поверхности на валу ротора дефектную поверхность протачивают. Глубину проточки определяют в каждом конкретном случае с учетом сохранения достаточной прочности вала ротора. Центрирующее кольцо в этом случае заменяют.

5.6. Изготовление бандажей и центрирующих колец

Бандажные кольца изготавливаются из специальных поковок, категории которых указаны в табл. 2-37 и 2-38 (разд. 2). Перед обработкой бандажного кольца проверяют соответствие геометрических размеров и свойств поковки по чертежу и паспорту. Заготовка бандажного кольца поставляется с припуском по длине, равным 40 мм, на вырезку образцов для контрольных механических испытаний, производимых с целью определения прочностных и пластических свойств материала (остаточные напряжения, предел текучести, предел прочности, относительное удлинение и относительное сжатие). Дополнительно качество металла готовых бандажных колец контролируется ультразвуковой и цветной дефектоскопией, тщательным осмотром поверхности. В процессе обработки бандажного кольца качество металла контролируется также по излому снимаемой стружки. Изломы стружки в одном и том же месте указывают на наличие трещин или других дефектов (раковины, песочины). При последнем чистовом проходе резца глубина резания должна быть наименьшей для выявления мелких трещин, шероховатость поверхности должна быть не более Rz 20. Механические свойства металла определяют на образцах, изготовленных из кольца сечением 25x25 мм, отрезанного от заготовки бандажа.

Шероховатость поверхностей центрирующего кольца принимается следующей:

посадочные и цилиндрические поверхности кольцевых выточек – Ra 2,5;

переходы эластичного элемента – Ra 1,25

остальные поверхности – Rz 40.

5.7. Механическая обработка вала ротора

Возможность обработки одного из участков вала ротора определяется специальным механическим расчетом. Коэффициент запаса по усталостной прочности с учетом статических и знакопеременных напряжений, а также эффективных коэффициентов концентрации напряжений от галтелей, проточек, отверстий и горячих посадок по отношению к пределу усталостной прочности материала вала должен быть не ниже 2.

Перед началом обработки необходимо разработать специальную технологию, исключающую возникновение добавочных напряжений от обработки и появление дополнительных концентраторов напряжений. Инструмент и режимы обработки выбирают, исходя из марки стали ротора. При обработке роторов мощностью от 25 МВт и выше следует пользоваться инструментом из стали Р18 или аналогичной. В связи с высокой ударной вязкостью материала ротора применяют инструмент, оснащенный твердосплавными вставками марок Т14К8, Т14К6, ВК-6, ВК-8 и аналогичных. Основные виды механической обработки при ремонте: токарная обработка, фрезерные и сверлильные работы.

Токарная обработка ротора. Проточка посадочных поверхностей для бандажных и центрирующих колец, ступиц вентиляторов и других насаживаемых на вал деталей, обработка ротора для получения опорных поверхностей масляных уплотнений, обработка ротора в сборе, требуют установки для вращения ротора и суппорта для крепления и перемещения резца.

Обработка ротора в собственных подшипниках. Ротор вращается при помощи валоповорота или турбиной (с низкой частотой вращения). Во избежание смещения ротора от давления резца суппорт устанавливается сверху под углом 40–60° к плоскости разъема подшипника и крепится к специальной плите, приболчиваемой обычно к стулу подшипника и торцу статора при помощи кронштейнов. Наряду с небольшим объемом подготовительных работ обеспечивается большая жесткость установки и точность обработки. Указанным способом обрабатываются только участки вала, находящиеся вне пределов статора, который необходимо надежно предохранить от попадания в него металлической стружки. Длительная работа на валоповороте и малой частоте вращения вызывает значительный износ подшипников. Способ применяется в основном для обработки наружной поверхности контактных колец и шлифовки опорных плоскостей под масляные уплотнения. При вращении турбиной следует обеспечить частоту вращения, исключающую возможность нагрева участка вала от обработки. В агрегатах, турбины которых не допускают длительной работы с пониженной частотой вращения, грубую проточку вала генератора выполняют, вращая его ротор валоповоротом, а чистовую – вращая турбиной при 100–120 об/мин.

Можно вести проточку ротора в собственных подшипниках, вращая его посторонним приводом-редуктором либо ремнем за полумуфту. В последнем случае необходимо компенсировать давление ремня. При всех способах обработки для увеличения точности целесообразно воспользоваться люнетом из двух-трех подшипников качения, расположенных в верхней части опорной шейки ротора, размещая оси опор под углом 60°.

Обработка ротора на стенде в специальных подшипниках. На специальной жесткой раме крепятся массивные стойки с уложенными в них вкладышами и тумба с суппортами. Если объемом капитального ремонта предусмотрена шабровка штатных вкладышей, можно воспользоваться последними, закрепив их по месту.

Роторы вращают ременной передачей за бочку ротора от лебедки; через полумуфту от редуктора или используя привод от станка ДИП-500. Во всех указанных случаях предохраняют ротор от аксиального смещения. Более подробно обработка на стенде приведена в [1].

Обработка ротора на балансировочном станке. Все токарные работы могут выполняться на балансировочном станке. Ротор вращают при помощи шайбы из листовой стали толщиной 15–20 мм, присоединяемой болтами либо к полумуфте, либо к торцу ротора со

стороны контактных колец с использованием саморасцепляющейся муфты, применяемой при балансировке (предохранив приводные кулаки от саморасцепления).

Роторы массой до 50 т включительно вращаются компаундным мотором постоянного тока мощностью до 120 кВт, 1000 об/мин. Параллельная обмотка возбуждения питается от выпрямителя (ток 6–8 А, напряжение 220–230 В), последовательная обмотка и якорь питаются от двигатель-генератора. Пуск–машинный, с постепенным подъемом напряжения двигатель-генератора при полном напряжении на параллельной обмотке. Иногда для троганья ротора с места необходимо усилие двух-трех человек или крана, передаваемое пеньковым тросом, обмотанным вокруг бочки ротора. В качестве подшипников используются подшипники балансировочного станка, или штатные вкладыши.

При необходимости проточки на данной станции роторов различных типов генераторов целесообразно применение роликовых опор. Ролики выполняют из серого чугуна или стали 30 с поверхностной твердостью менее или равной 180 HRC на подшипниках качения, а осевой упор – в виде вращающегося центра или упорных подшипников качения, упирающихся в галтели.

Суппорты для крепления резцов могут прикрепляться к станкам или к специальным массивным тумбам, установленным на швеллерах или двутавровых балках № 24–30, связывающих опоры балансировочного станка, или прикрепленных к рельсовому пути. Во избежание смещения ротора от давления резца в качестве дополнительных опор применяются люнеты с подшипниками качения.

Во всех случаях токарной обработки вала следует предусмотреть возможность крепления на суппортах шлифовальной машинки для чистовой отделки обрабатываемой поверхности. Окружная скорость камня выбирается минимально необходимой для получения заданной чистоты поверхности. Подача выбирается минимальной во избежание повышения температуры вала. После шлифовки следует убедиться в отсутствии трещин на обработанной поверхности.

Фрезерные работы. Фрезеровка выполняется специальными приспособлениями, обычно крепящимися на валу или бочке ротора (см. разд. 12), за исключением приспособления для фрезеровки шлицов в мелких зубцах ротора. Указанное приспособление состоит из двух плит, шарнирно соединенных между собой. На верхней плите смонтирован вал с оправкой для дисковой фрезы и приводной электродвигатель с клиноременной передачей.

Подача фрезы осуществляется вращением винта, перемещающего вверх плиту с фрезой. Приспособление устанавливается под ротором, лежащим на козлах, и центрируется по первому, вертикально стоящему внизу малому зубцу. После обработки зубца фреза отводится и ротор поворачивается на одно зубцовое деление при помощи двух домкратов, упирающихся в пальцы, вставленные в отверстия полумуфты. Поднимая один домкрат и опуская другой, ротор устанавливают в требуемое положение. Фрезеровка шлицов в зубцах ведется дисковыми фрезами из стали Р-18 диаметром 100–250 мм, толщиной 4–8 мм. Окружная скорость фрезы для роторов из стали 0ХН1М, 0ХН3М выбирается равной 0,25–0,5 м/с.

Поверхность бочки для получения вентиляционных заходных «лунок» в роторах, реконструируемых с переводом обмоток на непосредственное охлаждение, фрезеруется пальцевыми (шпоночными) фрезами. Приспособления для фрезеровки крепятся либо хомутами из полосовой стали со стальными кронштейнами из проката (уголок, швеллер), либо на сухарях, вставляемых в пазы. Для фрезеровки применяются электросверлилки типа С454А или пневматические сверлилки типов ИП 1014, ИП 1103. Во избежание повреждения опорных подшипников большим боковым давлением, возникающим при обработке пальцевой фрезой, оправка для крепления фрезы должна иметь собственный подшипник качения, воспринимающий указанное давление. Универсальное фрезерующее приспособление монтируется на плите из листовой стали, на которой в свою очередь крепится при-

способление для подачи фрезы. Плита крепится к хомутам, охватывающим хвостовины или бочку ротора.

Для электросверлилки С454 с частотой вращения 450 об/мин применяются пальцевые фрезы диаметром до 18 мм из стали Р-18. Для роторов малых мощностей допустимо применение фрез из стали Р-9. Все работы ведутся с минимальной подачей во избежание появления структурных изменений в металле вала ротора из-за местного нагрева. Фрезы охлаждаются водой или воздухом при обработке, соответственно, необмотанного и обмотанного ротора.

Сверлильные работы. Большую часть сверлильных работ можно выполнить переносным радиально-сверлильным станком с поворотным хоботом. Если невозможно за счет поворота хобота подвести сверло в желаемом направлении к требуемому месту, следует либо применить удлиненное сверло, либо надеть на хобот оправку, аналогичную применяемой при фрезеровке. Оправка центрируется в двух подшипниках качения и имеет с одной стороны внутренний конус для установки сверла (патрона), а с другой – наружный конус для соединения со шпинделем станка.

Если необходимо сверлить вдоль ротора ряд радиальных отверстий (в большом зубе для установки балансировочных грузов), устанавливают станок на тележку, двигающуюся под ротором, которая фиксируется в данном положении винтовым домкратом, упирающимся головкой через подкладку из транспортерной ленты в бочку ротора. Сверловка ротора ведется сверлами из стали Р-18 (допустимо применение сверл из стали Р-9). При сверлении отверстий диаметром более 12 мм сначала сверлится отверстие диаметром 8–12 мм, а затем оно рассверливается до нужного диаметра. При сверлении рифленой поверхности во избежание поломки сверла предварительно тупым керном выбивают большую лунку.

При отсутствии радиально-сверлильного станка или невозможности его применения следует пользоваться специальными приспособлениями. Приспособление для сверловки наклонных отверстий в зубцах ротора состоит из двух хомутов, надеваемых на вал ротора. В хомутах просверлены отверстия для болтов, которыми хомуты дополнительно крепятся к сухарям с ласточкиным хвостом.

Сухари заводятся в пазы роторных клиньев. К хомутам крепится суппорт от токарного станка с закрепленной на нем электросверлилкой. Точность сверления обеспечивается кондуктором из инструментальной стали, отверстие которого имеет допуск порядка +0,2 мм на диаметр. Резьба в отверстиях нарезается комплектом из трех метчиков из стали Р-18.

Раздел шестой

РЕМОНТ ГАЗО- И ВОЗДУХООХЛАДИТЕЛЕЙ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

При типовом капремонте в объем ремонта газо- и воздухоохладителей (ГО и ВО) турбогенератора и возбудителя входят:

выемка ГО (ВО);

очистка механическим и химическим путем внутренней поверхности трубок от неорганических отложений;

испытание на гидро- и газоплотность.

6.1. Выемка газоохладителей и воздухоохладителей

Выемка газоохладителей (ГО) и воздухоохладителей (ВО) производится для чистки газовых (воздушных) камер и осмотра спинки активной стали статора турбогенератора, при замене ГО (ВО) генераторов (возбудителей) или уплотняющих прокладок. Основные операции по выемке и установке ГО турбогенераторов, включая способы строповки, приведены в разд. 3. Далее указаны дополнительно некоторые особенности этих работ.

Перед выемкой ГО (ВО) необходимо выполнить следующие работы:

- проверить устройства дренирования воды из верхних точек ВО (ГО);
- слить воду из ГО (ВО) и системы трубопроводов;
- проверить маркировку съемных деталей ГО (ВО), включая болты, шпильки; при отсутствии маркировки нанести ее;
- отсоединить крепеж подводящих и отводящих патрубков, снять водяные патрубки;
- установить на ремонтной площадке шпальную выкладку или подготовленные подставки.

Внимание! ГО (ВО) *укладывать на ремонтной площадке с уклоном таким образом, чтобы пробка для выпуска воздуха, расположенная на верхней крышке, находилась в наивысшей точке. Для укладки вертикальных ГО (ВО) использовать кантователь.*

Особенностью ряда современных ТГ с воздушным охлаждением является то, что для их разборки и выемки ВО необходим частичный демонтаж противошумного кожуха

Выемка горизонтальных газоохладителей турбогенераторов типа ТВ-50-2; ТВ-60-2; ТВФ-63-2; ТВФ-63-2Е; ТВФ-100-2; ТВФ-120-2; ТВФ-110-2Е; ТВВ-160-2Е; ТВВ-200-2А; ТВВ-220-2А; ТВВ-220-2Е; ТВВ-320-2Е производится в следующей последовательности:

- проверить трубопроводы, проложенные внутри корпуса статора для подвода воды к ГО турбогенераторов;
- отсоединить крепеж прижимной рамки со стороны турбины и (или) возбудителя; снять прижимные рамки и прокладки, проверить маркировку (при отсутствии маркировки нанести ее);
- установить блок грузоподъемностью 2 т со стороны турбины и возбудителя; завернуть установочные болты в трубную доску до отказа перед выемкой ГО;
- стропить ГО через блок (рис. 3-7) и при помощи крана вывести до выхода его центра тяжести не менее, чем на 1 м за торец корпуса статора (рис. 3-11);
- застропить ГО, уравновесить и вывести из корпуса статора;
- транспортировать ГО на ремонтную площадку, снять блок.

Выемка горизонтальных газоохладителей турбогенераторов типа ТГВ-300 производится в следующей последовательности:

- отвернуть крепеж, снять крышку ГО, наружную и внутреннюю рамку (фланец); проверить маркировку, при отсутствии маркировки нанести ее;
- завернуть установочные болты в трубную доску до отказа перед выемкой ГО;
- застропить крышку ГО и транспортировать на ремонтную площадку;

- отсоединить сливные трубки воздушных дренажей внутри фланцев.
- проверить маркировку;
- стропить приспособления для демонтажа ГО, ручные лебедки грузоподъемностью 2 т и транспортировать к турбогенератору;
- установить приспособление на корпус турбогенератора для выемки ГО;
- установить на место внутренней рамки (фланца) крышку ГО (только со стороны входа воды), завернуть болты через один;
- вывести ГО на ролики при помощи отжимов;
- вывести ГО из короба при помощи лебедки, чтобы его центр тяжести находился между блоками;
- установить и закрепить траверсу за ГО, стропить его двумя лебедками. поднять ГО на 50–70 мм;
- снять приспособление;
- опустить ГО на нулевую отметку через имеющиеся люки;
- застропить ГО, уравновесить и транспортировать на ремонтную площадку;
- уложить на шпальную выкладку.

Выемка вертикальных ГО (ВО) турбогенераторов типа ТГВ-25; ТВС-30; ТВС-32; ТВ2-30-2; ТВ2-100-2; ТВ2-150-2; ТГВ-200; ТВВ-320; ТГВ-500; ТВВ-500-2; ТВВ-800-2; ТВВ-1000-2; ТВВ-1000-4; ТВВ-1200-2 производится в следующей последовательности:

- отвернуть крепеж, снять кольца; проверить маркировку, при отсутствии маркировки нанести ее;
- отвернуть крепеж прижимной рамки сверху и (или) снизу ГО (ВО); снять прижимные рамки и прокладки; проверить маркировку;
- завернуть установочные болты в трубную доску до отказа перед выемкой ГО (ВО);
- закрепить трубопроводы, подходящие к патрубкам ГО (генераторы серий ТВС, ТГВ);
- отсоединить крепеж фланцев и снять дренажи с верхней крышки ГО (ВО); проверить маркировку;
- отсоединить крепеж верхней трубной доски ГО к корпусу турбогенератора; проверить маркировку (генераторы серий ТВ2, ТВВ);
- отсоединить крепеж люка ГО (генераторы серий ТВС, ТГВ);
- снять упоры крепления рамы ГО к внутренним перегородкам короба. проверить маркировку (генераторы типа ТГВ-500, ТГВ-500-4);
- отсоединить крепеж фланца сальника к фланцу ГО (ВО); снять фланец сальника; проверить маркировку (генераторы серий ТВ-2, ТВВ);
- отсоединить крепеж нижнего фланца ГО к корпусу турбогенератора; снять фланец;
- проверить маркировку (генераторы серий ТВ-2, ТВВ);
- отсоединить крепеж верхней крышки ГО, снять верхнюю крышку, рамку; проверить маркировки (генераторы серий ТВС, ТГВ);
- установить приспособление для строповки ГО, используя отверстия для крепления верхней крышки (генераторы серий ТВС, ТГВ);
- завернуть рым-болты (генераторы серий ТВ-2, ТВВ);
- застропить ГО (ВО) и вынуть из корпуса статора;
- транспортировать ГО (ВО) на ремонтную площадку;
- отсоединить крепеж и снять приспособление для строповки ГО (генераторы серий ТВС, ТГВ);
- отсоединить рым-болты.

Собирать ГО (ВО) – в порядке, обратном, чем при разборке.

При сборке газоохладителей следует обратить внимание на недопустимость повреждения резиновых уплотнителей камер холодного и горячего газа.

6.2. Механическая очистка и кислотная промывка

газоохладителей и воздухоохладителей [1]

Инструмент для механической очистки трубок ГО (ВО) и их трубных досок следует выбирать в зависимости от степени загрязнения. Мягкие органические отложения в трубках очищаются щетками из латунного ворса («ершами»), установленными на шомполе. При загрязнении минерализованными неорганическими отложениями приходится применять стальные шарошки, из инструментальной стали марок У7, У8. Шарошка выполняется с центрирующим пояском позади режущей части, обеспечивающим ее соосное положение относительно стенок трубки. В центрирующем пояске предусматривают аксиальные прорези для выхода срезанных отложений. Шарошка крепится на длинном стержне (желательно трубчатого сечения) с приводом от пневматической сверлильной машины с частотой вращения 300–600 об/мин. Во избежание повреждения стенки трубки, рекомендуется периодически вынимать шарошку, проверяя отсутствие следов материала трубки на ее зубцах.

По окончании механической очистки трубки следует промыть водой.

Трубные доски и крышки водяных камер очищают любым механическим способом «до металла», при этом следует проявлять осторожность во избежание повреждения вальцовки трубок.

Установленные в водяных камерах цинковые протекторы, как правило, необходимо заменить.

Внутренние поверхности водяных камер необходимо защитить от последующей коррозии. Защита выполняется окраской камер водостойкими красками, например свинцовым суриком. Хорошие результаты могут быть достигнуты при использовании защитных противокоррозионных компаундов фирм «Belzona», «Diamant» и др. Марки компаундов могут быть выбраны по каталогам фирм.

Следует обратить внимание на состояние наружной поверхности ГО (ВО). Маслянистые отложения и пылевые загрязнения могут быть частично очищены пропариванием ГО (ВО) с обеих сторон низкопотенциальным паром с периодическим введением на поверхность трубок порошков ПАВ (разд.13). При выполнении этой работы следует принимать предупреждающие меры во избежание ожога исполнителя. Трудность очистки заключается в многослойности пучка трубок и быстрым падением скорости пара к середине охладителя.

Если трубки ГО (ВО) имеют алюминиевые рифленые поверхности, необходимо внимательно, используя лупу 4-7Х, осмотреть их поверхность. При наличии алюминиевого «ворса» ГО (ВО) должен быть очищен по технологии, согласованной с изготовителем.

Трубки, стенки которых покрыты неорганическими отложениями, не всегда удается очистить механическим способом. В этом случае применяется установка для кислотной промывки газоохладителей (рис. 6-1).

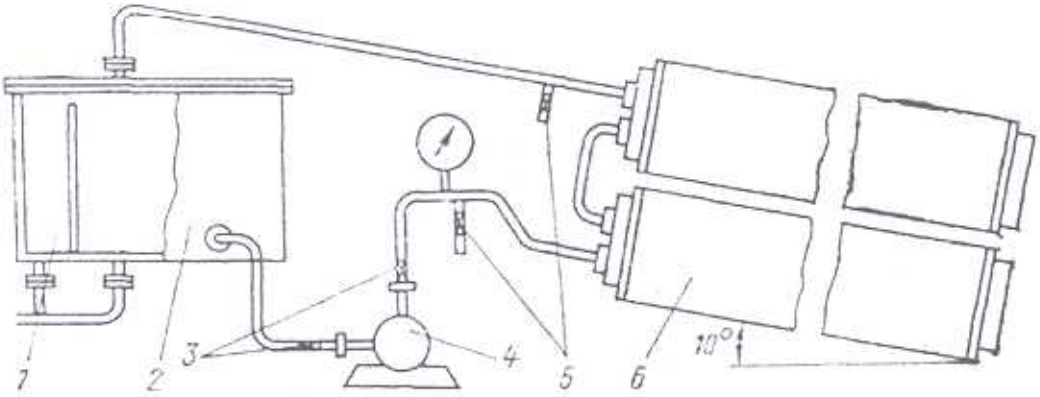


Рис. 6-1. Установка для кислотной промывки газоохладителей [1]

В установку входят бак объемом около 0,5 м^3, заполняемый 1% водным раствором соляной кислоты *2*, с отсеком пеноотбора *1*, электронасос *4* типа 3-Х-9к мощностью 14 кВт, вентили *3*, система трубопроводов и манометр, патрубок *5* отбора промывочного раствора для химанализа (до входа и после выхода из газоохладителя), дренажный трубопровод для слива промывочного раствора с бака и пеноотбора. Газоохладители *6* укладывают с уклоном около 10° и соединяют их с установкой трубопроводами.

Количество соляной кислоты V_k, л, необходимое для получения V_p, л, 1% водного раствора, зависит от концентрации кислоты ($K_к$, %) и вычисляется по формуле:

$$V_k = V_p / K_к .$$

Количество воды Q, л, необходимое для приготовления этого раствора, вычисляется по формуле:

$$Q = V_p - V_k$$

Для нейтрализации трехвалентного железа (перевод в двухвалентное), вызывающего коррозию металла трубок газоохладителя, в промывочный раствор вводят гипосульфат натрия из расчета 10 ед. массы гипосульфата натрия на 1 ед. массы трехвалентного железа, содержащегося в промывочном растворе (определяется по анализам химлаборатории).

Последовательность промывки. Собирают схему для промывки одного газоохладителя (рис. 6-1) или двух последовательно соединенных. Заполняют бак *2* водой и вливают соляную кислоту для получения 1% водного раствора соляной кислоты

Насосом *4* перекачивают промывочный раствор через газоохладитель *6* в течение 10 мин, после чего из патрубков *5* берут пробу промывочного раствора для химанализа. По данным химанализа вводят дополнительно в промывочный раствор соляную кислоту в количестве V'_k, л ,определяемом по формуле:

$$V'_k = P(1 - K_p)/ K_к$$

где K_p – содержание соляной кислоты в промывочном растворе, %;

P – количество промывочного раствора, л, после десятиминутной промывки

Последующие пробы промывочного раствора берут через каждые 30 мин промывки газоохладителя. Промывка считается законченной, если 1% содержания соляной кислоты в растворе сохраняется в течение 30 мин. В промывочный раствор вводят кальцинированную соду для нейтрализации раствора. Количество соды и качество нейтрализации раствора определяет химлаборатория. Нейтрализованным раствором промывают газоохладитель в течение 10 мин, после чего сливают раствор в канализацию.

Промывка воздухоохладителей выполняется аналогично.

Открепляют торцевые крышки, снимают их с ГО (ВО), окрашивают внутренние поверхности крышек и трубные доски. Закрепляют крышки и производят испытания охладителей на гидро- и газоплотность.

6.3. Гидроиспытание газоохладителей и воздухоохладителей [1]

Как уже указывалось, испытательное избыточное давление зависит от типа газоохладителя и турбогенератора. Продолжительность испытания составляет 10 мин. При испытании не должно наблюдаться снижения испытательного давления или течи.

Схема установки, предназначенной для испытания газоохладителей гидравлическим давлением, показана на рис. 6-2.

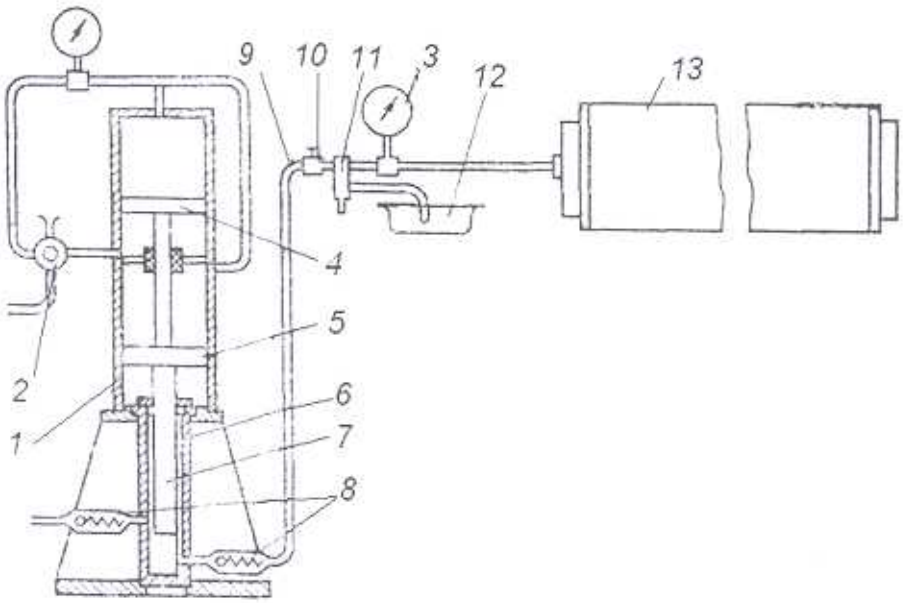


Рис. 6-2. Схема установки для гидроиспытания газоохладителей [1]

Заданное давление создается гидромультипликатором, состоящим из цилиндра 1 с жесткой перегородкой, в котором перемещаются верхний *4* и нижний *5* поршни, насаженные на общий шток; к последнему прикреплен плунжер 7 гидравлического цилиндра *6*. К этому цилиндру через обратный клапан *8* подводится вода. Испытываемый газоохладитель *13*, в котором один из патрубков в крышке заглушен, соединяется вторым патрубком с магистралью *9*, питаемой из гидравлического цилиндра. Магистраль может иметь несколько отводов. Для каждого отвода предусматриваются вентиль *10*, ограничитель давления *11* и манометр *3*, показывающий давление в испытуемых газоохладителях. Для слива воды из ограничителя давления предусмотрен бак *12*.

Перед испытанием газоохладитель заполняется водой, при этом пробка или воздуховыпускная трубка на крышке газоохладителя должна быть открыта до появления в ней воды. При положении трехходового крана *2*, как показано на схеме, воздух из компрессора (или воздушной магистрали) под давлением 0,3–0,4 МПа поступает в полости цилиндра, расположенные над поршнями *4* и 5, перемещая их вниз. При диаметре поршней воздушного цилиндра, примерно равном 200 мм, давлении воздуха в сети 0,4 МПа и диаметре плунжера 75 мм давление жидкости в магистрали *9* может достигнуть 1,5 МПа.

Для поднятия поршней в верхнее положение воздух из компрессора переключением трехходового крана впускают в полость верхнего пневматического цилиндра под верхний поршень. При этом очередная порция воды поступает в гидравлический цилиндр через левый обратный клапан *8*.

Для гидроиспытания газоохладителей вместо гидромультипликатора можно применить также гидропресс с ручным или механическим приводом.

Падение испытательного давления указывает на наличие течи через трубку. Обнаружение дефектных трубок производится испытанием воздухом.

Аналогично испытываются воздухоохладители.

6.4. Определение дефектных трубок [1]

Газоохладители после гидроиспытания на газоплотность устанавливают в статор. К одному из патрубков подключают дифференциальный манометр. Статор опрессовывают воздухом и проверяют отсутствие утечек газа через газоохладители. Оба патрубки должны быть закрыты заглушками. Повышение давления воздуха в водяной камере газоохла-

дителя свидетельствует о наличии течи в трубках или по вальцовке. Для определения места течи газоохладитель вертикального расположения заполняют водой, затем, сняв верхнюю крышку, по выделяемым пузырькам воздуха определяют дефектную трубку.

Дефектные трубки могут быть определены путем опрессовки каждой трубки воздухом, используя специальное приспособление.

Для определения места течи газоохладителей горизонтального расположения их закрывают крышками со вставными стеклами, затем заполняют водой и по пузырькам воздуха определяют дефектную трубку.

Аналогично находят дефектные трубки воздухоохладителей.

Течь в месте соединения трубки с доской (по вальцовке) устраняется подвальцовкой трубки, течь самой трубки – путем глушения ее с обеих сторон металлическими пробками. Для глушения трубок можно использовать также заглушки в виде болта, гайки, двух стальных шайб и резиновой шайбы, установленной между ними. Допустимое количество заглушенных трубок ГО (ВО) указывается в инструкции завода-изготовителя турбогенератора. После устранения дефектов производится сборка ГО (ВО).

6.5. Характерные неисправности воздухо- и газоохладителей и способы их устранения

Наименование неисправности	Причина	Способ устранения
Течь ВО, ГО	Ослаблена развальцовка трубки	Развальцевать дефектную трубку
	Трещина в трубке	Заглушить дефектную трубку с обеих сторон. Количество дефектных трубок в одном охладителе не должно быть более величин, приведенных в конструкторской документации завода-изготовителя
Увеличение перегрева воды, уменьшение расхода воды. Увеличение разности между температурой охлаждающего газа и холодной воды	Засорение трубок	Чистка трубок механическим путем. Выполнить кислотную промывку после механической чистки. Покрыть внутреннюю поверхность противокоррозионной краской.
Отпотевание (Для ТГ с воздушным охлаждением)	Воздух повышенной влажности подсасывается через неплотности из машзала в охладительную систему турбогенератора	Уплотнить все стыки турбогенератора и системы охлаждения. При слишком холодной воде в зимнее время необходима рециркуляция
Неравномерное распределение потока воздуха между секциями или частями секции	Секция или части одной секции используются частично	Восстановить целостность уплотнителей по длине охладителя. Установить направляющие перегородки из листовой стали (по согласовании с изготовителем).
Коррозия внутренней поверхности трубок и трубных досок	Электрохимические процессы	Установка протектора. Вопрос установки протектора согласовывается с заводом-изготовителем.
Нарушение газоплотности – утечка газа через трещины в резиновых прокладках	Низкое качество листовой резины, используемой для прокладок	Усиленный входной контроль резины и отбраковка дефектных листов

После ремонта газоохладители (воздухоохладители) должны удовлетворять требованиям, изложенным в ТУ 34-38-20246-95 [34].

Раздел седьмой

РЕМОНТ УПЛОТНЕНИЙ ВАЛА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ВОДОРОДНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

7.1. Торцевые уплотнения

Предремонтное обследование уплотнений проводится на работающем генераторе с целью выявления дефектов. Техническое состояние уплотнений оценивается при помощи показателей, приведенных в табл. 7-1 и определяемых при номинальных значениях частоты вращения ротора, давления водорода в корпусе генератора, давления и температуры входящего масла.

Таблица 7-1. Основные показатели для оценки технического состояния торцевых уплотнений [15, 17, 28]

Показатель		Техническое состояние узла		
		Хорошее	Удовлетворительное	Предельно допустимое
Основные признаки				
Температура рабочей баббитовой поверхности вкладыша уплотнения, °С		55–65	66–79	80
Содержание водорода в картере опорного подшипника (слив в сторону воздуха), Н %		0	0<Н≤2	2
Сопротивление изоляции корпуса уплотнения от корпуса турбогенератора и маслопроводов, измеренное мегаомметром 1000 В, R, МОм		∞	$R_{ТГВ}$ [1] ≥ 2 R≥ 1	$R_{ТГВ}$= 2 R= 1
Расход водорода на подпитку генератора, $Q_п$, % от общего количества водорода в машине		$Q_п$<5	$Q_п$<5	5
Общий расход водорода Q с учетом продувок генератора для поддержания чистоты водорода, %		Q = $Q_п$	$Q_п$ < Q < 10	10
Дополнительные признаки				
Расход масла в сторону водорода на одно уплотнение, л/мин		1–3	3–6	$Q_{м\ пред}$ [2]
Разность температур баббита вкладыша и масла, поступающего на уплотнение, (перегрев баббита) ΔТ, °С,				Не нормируется
для генераторов мощностью	до 30 МВт,	10–15	15 <ΔТ ≤ 30	
	от 30 до 120 МВт	12–17	17 <ΔТ ≤ 30	
	от 120 до 500 МВт	18–25	28 <ΔТ ≤ 35	
Разброс ΔТ при изменениях нагрузки от нуля до номинальной, °С, для генераторов	до 30 МВт,	4	> 4	
	от 30 до 120 МВт	4	> 4	
	от 120 до 500МВт	6	> 6	
Сигнал от реле УЖИ о наличии масла в дренажах генератора		Нет	Есть	

Примечания:
1. $R_{ТГВ}$ – сопротивление изоляции для турбогенераторов серии ТГВ; R – сопротивление изоляции для остальных турбогенераторов с водородным охлаждением;
2. $Q_{м\ пред}$ – предельно допустимый расход масла в сторону водорода по заводской документации. Если он там не указан, то должен быть ограничен только предельным расходом водорода для данного генератора .

Температуры баббита, масла на входе в уплотнения и содержание водорода в картере подшипника определяются непосредственно по данным штатного технологического контроля. Сопротивление изоляции корпуса уплотнения от корпуса турбогенератора и маслопроводов измеряется мегаомметром 1000 В. Расход водорода рассчитывается по падению давления в корпусе генератора по формуле, приведенной в п.14.8 (разд.14). Расход

масла в сторону водорода проверяется с помощью маслоконтрольных патрубков, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением количества масла, поступившего в поплавковый гидрозатвор при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени [15, 17]. Разброс перегрева баббита ΔT целесообразно определять в процессе разгрузки генератора при выводе в ремонт. Проверяются и фиксируются давления водорода и масла, поступающего в уплотнения (табл. 7-2).

Рекомендуется использовать результаты автоматической регистрации параметров или измерять ΔT через каждые 10 мин с начала изменения нагрузки.

Таблица 7-2. Давления водорода и масла в турбогенераторах различных типов для уплотнений различных конструктивных исполнений [1]

Тип турбогенератора и конструкция уплотнения	$P_{ном}$, МПа (кгс/см^2)	$\Delta P^{1)}$, МПа (кгс/см^2)	$P'_п$, МПа (кгс/см^2)	$P''_п$, МПа (кгс/см^2)
ТГВ-25 ЦКБ	0,1 (1)	0,055 (0,55)	0,14 (1,4)	0,08 (0,8)
ТВ2-30-2 ЦКБ	0,1 (1)	0,055 (0,55)	0,14 (1,4)	0,11 (1,1)
ТВС-30 ЦКБ	0,1 (1)	0,055 (0,55)	0,14 (1,4)	0,07 (0,7)
ТВ-50-2 ЦКБ	0,1 (1)	0,05 (0,5)	0,19 (1,9)	0,12 (1,2)
ТВ-60-2 ЦКБ	0,2 (2)	0,06 (0,6)	0,12 (1,2)	0,12 (1,2)
ТВ2-100-2 ЦКБ	0,1 (1)	0,065 (0,65)	0,21 (2,1)	0,02 (0,2)
ТВФ-60-2 «Электросила»	0,2 (2)	0,06 (0,6)	–	–
ТВФ-100-2 «Электросила»	0,2 (2)	0,06 (0,6)	–	–
ТВФ-120-2 «Элсиб»	0,25–0,35 (2,5–3,5)	0,06–0,09 (0,6–0,9)	–	–
ТВВ-165-2 «Электросила»	0,3 (3)	0,06 (0,6)	–	–
ТВВ-220-2А «Электросила»	0,3 (3)	0,07–0,09 (0,7–0,9)	0,15– 0,2 (1,5–2,0)	0,15– 0,2 (1,5–2,0)
ТВВ-320-2 «Электросила»	0,3 (3)	0,06 (0,6)	0,12 (1,2)	0,12 (1,2)
ТВВ-500-2 «Электросила»	0,45 (4,5)	0,07–0,09 (0,7–0,9)	0,18–0,22 (1,8–2,2)	0,18–0,22 (1,8–2,2)
ТГВ-200 «Электротяжмаш»	0,3 (3)	0,06 (0,6)	–	–
ТГВ-300 «Электротяжмаш»	0,3 (3)	0,06 (0,6)	–	–

1) $P_{ном}$ – номинальное давление водорода; ΔP – перепад между давлением уплотняющего масла и давлением водорода; $P'_п$– давление прижимающего масла при отсутствии давления водорода; $P''_п$ – давление прижимающего масла при номинальном давлении водорода.

Анализ данных технологического контроля и результатов опроса эксплуатационного персонала позволяет выявить типичные дефекты торцевых уплотнений. При этом целесообразно использовать табл. 7-3, составленную на основе диагностических таблиц в [1, 17].

В табл. 7-3 приведены признаки, характерные для наиболее распространенных дефектов торцевых уплотнений (не считая маслоуловителей), и указаны дефекты узла, появление которых обычно сопровождается этими признаками (без учета неполадок регулятора перепада давлений «масло-водород» и регулятора давления прижимающего масла).

Проверяется соответствие общего расхода масла через уплотнения производительности маслонасосов (рабочего и резервного, а также аварийного): давление масла перед регулятором перепада давлений масла и водорода должно быть выше не менее, чем на 0,1 МПа (1 кгс/см^2), уставки электроконтактного манометра в схеме АВР.

Проверяются визуально уплотнения разъемов и сальников. Течи масла через уплотнения разъемов и сальников в сторону воздуха не допускаются.

При предремонтном обследовании следует также обратить внимание на попадание масла в корпус турбогенератора. Возможные причины:

дефекты уплотнений – слишком большой расход масла в сторону водорода и (или) высокая температура этого масла; велики зазоры между маслоуловителем и валом; неправильно установлен маслоуловитель относительно маслосбрасывающей канавки на валу и

(или) относительно галтели вала; нарушена плотность в разъеме или по фланцу маслоуловителя;

дефекты системы маслоснабжения – отсутствует, или неисправен гидрозатвор между сливными водородными полостями стороны турбины и стороны контактных колец; отсутствует необходимый уклон сливных маслопроводов или недостаточен их диаметр; имеет место засорение сливных маслопроводов; неправильно присоединена обратная связь по газу регулятора перепада давлений масла и водорода.

Таблица 7-3. Признаки и дефекты торцевых уплотнений

Признаки дефектов	Дефекты ремонта и эксплуатации уплотнений									
	Усилие прижатия вкладышей к валу		Низкая подвижность вкладышей	Перекос вкладышей	Износ баббита вкладышей	Неплотности разъемов корпусов и вкладышей. Отставание баббита	Слишком большие скосы или выходы для масла на баббите	Неплотности резиновых колец	Плохая подгонка баббита к валу	Загрязнение масла инородными частицами
	недостаточное	чрезмерное								
В процессе эксплуатации										
Повышение максимальной температуры баббита вкладышей свыше 75°С. Рост ее при стабильной нагрузке генератора и при постоянной температуре масла на входе в уплотнения вала (в пределах 35–45°С)	–	+	–	+	+	–	–	+	–	+
Пониженная (по сравнению с данными табл. 7-1) разность температур баббита вкладыша и масла, поступающего на уплотнение, ΔТ	+	–	–	–	–	–	+	–	+	–
Повышенный (по сравнению с прошлым опытом эксплуатации и данными табл. 7-1) разброс ΔТ при изменениях нагрузки от нуля до номинальной; при повышении нагрузки генератора – рост ΔТ в уплотнении со стороны турбины и снижение со стороны возбудителя (контактных колец); при снижении нагрузки – наоборот	–	–	+	+	+	–	–	–	–	+
Существенные различия температуры баббита в различных точках вкладыша (более 5°С)	–	–	+	+	–	–	–	–	+	+
Перегрев и подплавление баббита вкладыша только с одной стороны при изменениях нагрузки, пусках и остановах генератора при нормальной подаче масла	–	+	+	+	+	–	–	–	–	+

Признаки дефектов	Дефекты ремонта и эксплуатации уплотнений									
	Усилие прижатия вкладышей к валу		Низкая подвижность вкладышей	Перекос вкладышей	Износ баббита вкладышей	Неплотности разъемов корпусов и вкладышей. Отставание баббита	Слишком большие скосы или выходы для масла на баббите	Неплотности резиновых колец	Плохая подгонка баббита к валу	Загрязнение масла инородными частицами
	недостаточное	чрезмерное								
Сохранность баббита одного из вкладышей при выплавлении другого в случае нарушения подачи масла	–	–	+	–	–	–	–	–	–	–
Увеличенный слив масла в сторону водорода	+	–	+	+	–	+	–	+	+	+
Малый слив масла в сторону водорода – менее 1 л/мин	–	+	–	–	–	–	+	–	–	–
Изменения (видимые) слива масла в сторону водорода при изменениях режима нагрузки генератора	–	–	+	–	+	–	–	–	–	–
Увеличенный расход масла через уплотнения в сторону воздуха (включается автоматически второй маслонасос)	+	–	+	+	–	+	+	+	+	–
Значительное снижение расхода масла через уплотнения в сторону водорода по сравнению с исходным значением расхода	–	+	–	–	+	–	–	–	–	–
Увеличение содержания водорода в картерах подшипников при развороте генератора и непрерывное попадание водорода туда при номинальной частоте вращения независимо от давления водорода	+	–	–	–	–	–	+	–	+	–
Увеличение содержания водорода в картерах подшипников при повышении давления водорода в генераторе независимо от частоты вращения	–	–	–	+	–	+	–	+	–	–
Увеличение содержания водорода в картерах подшипников при понижении давления водорода	+	–	–	–	–	–	–	+	–	–
Эпизодическое попадание водорода в картеры подшипников при изменении режима нагрузки генератора	–	–	+	+	+	–	–	–	–	–
Попадание масла в генератор	+	–	+	+	–	+	–	+	+	–

Признаки дефектов	Дефекты ремонта и эксплуатации уплотнений									
	Усилие прижатия вкладышей к валу		Низкая подвижность вкладышей	Перекос вкладышей	Износ баббита вкладышей	Неплотности разъемов корпусов и вкладышей. Отставание баббита	Слишком большие скосы или выходы для масла на баббите	Неплотности резиновых колец	Плохая подгонка баббита к валу	Загрязнение масла инородными частицами
	недостаточное	чрезмерное								
После разборки уплотнений вала										
Неравномерные натиры на баббите вкладыша	–	–	–	+	–	–	–	–	+	+
Равномерное значительное истирание «сапожков» несущей баббитовой поверхности вкладыша	–	–	–	–	+	–	–	–	–	+
Значительная деформация резиновых колец	–	–	+	+	–	–	–	–	–	–
Неравномерная по окружности деформация резиновых колец	–	–	+	+	–	–	–	+	–	–
Повреждения поверхности шпоночного узла	–	–	+	+	–	–	–	+	–	–
Следы повышенного нагрева (подплавления) баббита	–	+	–	–	+	–	–	–	+	–
Подплавление, повреждение инородными частицами или некачественная обработка рабочих поверхностей вкладыша и упорного диска	–	–	+	+	–	–	–	–	–	+
Замасливание разъемов	–	–	–	–	–	+	–	–	–	–

Знак «+» означает наличие дефекта или возможность его появления, знак «–» означает отсутствие дефекта

Разборка и ремонт уплотнений. В процессе разборки проверяются наличие на деталях узла маркировки (сторона турбины, сторона контактных колец, верхняя половина, нижняя половина), качество сборки (наличие перекосов, неплотностей в разъемах, «закусывания» резиновых колец и шнура в канавках разъемов и пр.).

Производится очистка всех деталей узла от загрязнений, промывка негорючей моющей жидкостью. Измеряются толщины всех прокладок между сопрягаемыми деталями. Проверяется техническое состояние упорного диска (гребня) вала, вкладыша, корпуса и др. деталей. С учетом выявленных дефектов определяется необходимый объем ремонта. Приведенные ниже требования к качеству и точности обработки деталей ремонта соответствуют [28].

Упорный диск вала подлежит ремонту в зависимости от состояния его рабочей поверхности, которое оценивается по результатам осмотра и измерений. Осмотром выявляются риски, забоины, задиры металла, цвета побежалости, трещины и др. дефекты. Степень выработки поверхности определяется лекальной линейкой и набором щупов из стальной проволоки диаметром от 0,3 до 1 мм. Конусность рабочей поверхности диска измеряется лекальной линейкой и пластинчатым щупом (рис. 7-1).

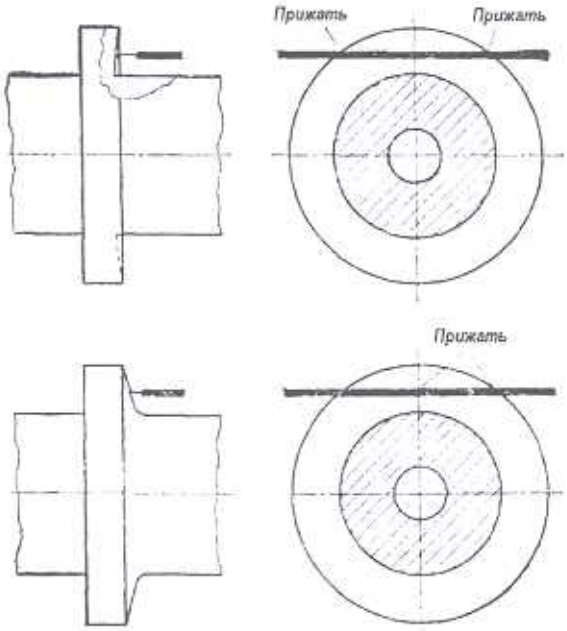


Рис. 7-1. Проверка конусности упорного диска [1]

Биение рабочей поверхности диска измеряется двумя индикаторами, установленными в диаметрально противоположных точках (рис. 7-2), по окружности с радиусом на 5–10 мм менее наружного радиуса диска и на уровне расположения запирающего пояска вкладыша.

Требования к рабочей поверхности диска:

шероховатость – не более Ra 0,63 мкм;

конусность – не более 0,05 мм на всю ширину несущей поверхности;

биение – не более 0,02 мм.

Контроль рабочей поверхности ведут контрольной скобой (рис. 7-3), пришабренной по контрольной плите 1-го класса точности до получения 20 точек касания на площади 25x25 мм^2.

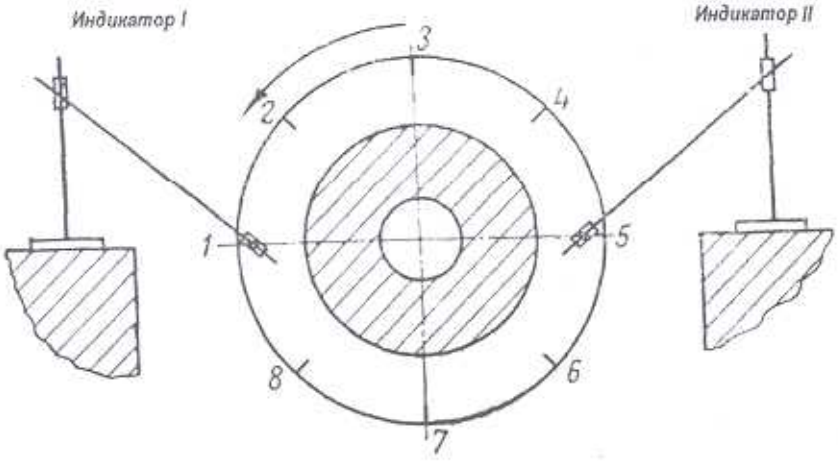


Рис. 7-2. Схема расположения индикаторов при измерении торцевого биения упорного диска [1]

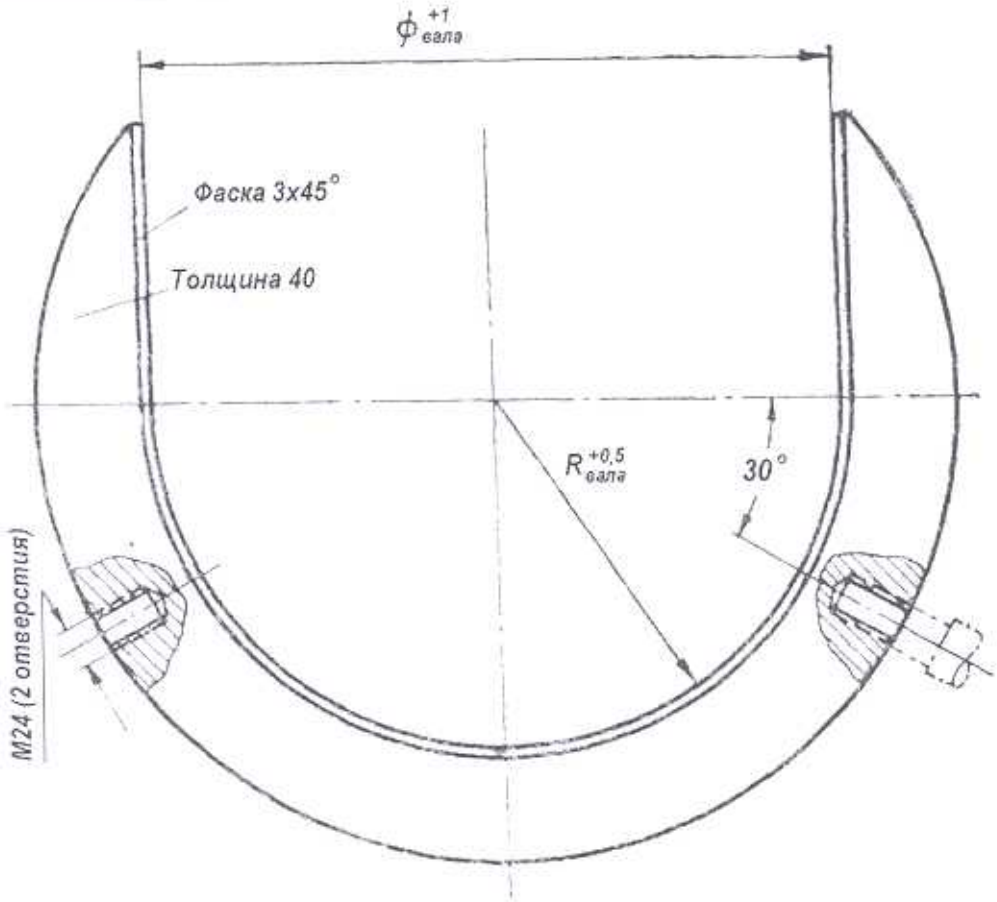


Рис. 7-3. Контрольная скоба [1]

В табл. 7-4 приведены характерные дефекты рабочей поверхности упорного диска и рекомендуемые способы их устранения.

При проточке рабочей поверхности диска следует выполнять переход торцевой поверхности диска к цилиндрической поверхности вала ротора согласно рис. 7-4.

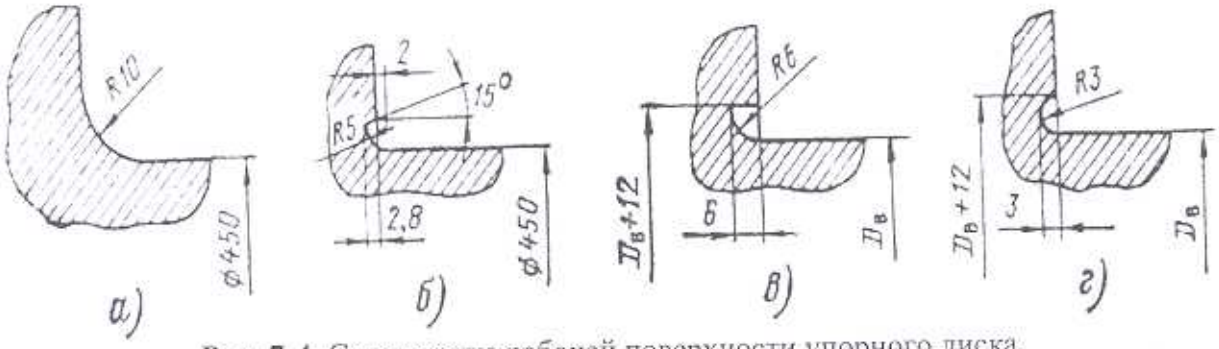


Рис. 7-4. Сопряжение рабочей поверхности упорного диска и поверхности вала [1]:

а – ТВВ-320-2; *б* – ТГВ-300; *в* – ТВВ-165-2, ТВФ-100-2, ТВФ-60-2; *г* – ТГВ-200, ТВ-60-2, ТВ-50-2, ТВС-30, ТГВ-25

Таблица 7-4. Способы устранения дефектов рабочей поверхности упорного диска [1]

Дефекты рабочей поверхности упорного диска	Рекомендуемый способ устранения
Незначительные кольцевые риски глубиной до 0,05 мм; конусность и биение в пределах нормы	Притирка рабочей поверхности упорного диска чугунным притиром с применением шлифовочных порошков № 180 – 280 с турбинным маслом. Полировка пастой ГОИ
Выработка до 0,2 мм на поверхности диска, соответствующая по форме и расположению маслораздаточной канавке на вкладыше; биение в пределах нормы	Шабровка по контрольной скобе (рис. 7-3) до получения не менее 20 точек касания на площадке 25x25 мм^2, притирка шлифовочным порошком и полировка пастой ГОИ
Выработка более 0,2 мм; задиры металла; трещины; биение превышает норму	Проточка резцом с помощью переносного суппорта, закрепленного на наклонном основании, установленном на разъем наружного щита, стула опорного подшипника или корпуса уплотнения, и полировка пастой ГОИ. Вращение ротора турбиной или специальным приводом с частотой вращения 70–150 об/мин
Поверхность упорного диска имеет повышенную твердость; поверхность оплавлена	Шлифование абразивным кругом (электрокорунд на керамической связке, зернистость 46, твердость М3, ГОСТ 2424-60) производится специальным приспособлением или шлифовальной машинкой, закрепленной на суппорте, с частотой вращения круга 28–35 м/с. Ротор вращается валоповоротным устройством.

Обработка рабочей поверхности упорного диска уменьшает его толщину. Минимально допустимое значение толщины упорного диска для некоторых турбогенераторов приведено в табл. 7-5.

Таблица 7-5. Минимально допустимая толщина упорного диска [1]

Тип турбогенератора	Минимально допустимая толщина упорного диска, мм
ТГВ-25, ТВ2-30-2, ТВС-30	10
ТВ-50-2, ТВ– 60-2, ТВФ-60-2	11
ТВ2-100-2	14
ТВФ-100-2	12
ТВВ-165-2	13
ТВВ-320-2	15
ТГВ-200	15
ТГВ-300	15

При достижении предельной толщины упорного диска следует модернизировать узел с установкой кольцевых (радиальных) уплотнений.

Вкладыш уплотнения имеет баббитовую заливку, которая должна плотно прилегать к стальному телу вкладыша. Признаком отставания баббита является появление масла на границе баббита и стали при нажатии на рабочую поверхность. Плотность стыка определяется также керосиновой пробой. Рабочая поверхность баббитовой заливки должна быть чистой, блестящей, без посторонних включений и признаков структурных изменений из-за чрезмерного нагрева: темных и матовых пятен, местных подплавлений баббита, повышения твердости и хрупкости поверхностного слоя (обнаруживается при обработке шабером). Дефекты поверхности снимаются проточкой слоя баббита с последующей слесарной обработкой. Типичная форма разделки рабочей поверхности баббита приведена на рис. 7-5, а размеры – в табл. 7-6.

Точность шабровки проверяют по контрольной плите (не менее 15 точек касания на площади 25x25 мм^2). При отставании, пористости, выкрашивании или выплавлении баббита вкладыш перезаливают. Дефекты местного характера удаляют местной вырубкой и наплавкой баббита газовой горелкой. Качество обработки рабочей баббитовой поверхности вкладыша проверяют по краске по рабочей поверхности упорного диска ротора (не менее 16 пятен касания на площади 25x25 мм^2).

Поверхности разъемов вкладыша проверяют по краске без болтов, стягивающих разъем (не менее 15 пятен касания на площади 25x25 мм^2). Поверхности разъема восстанавливают шабровкой по контрольной плите с последующей совместной проверкой обеих половин. При затянутых болтах щуп толщиной 0,03 мм не должен входить в разъем на глубину более 3 мм.

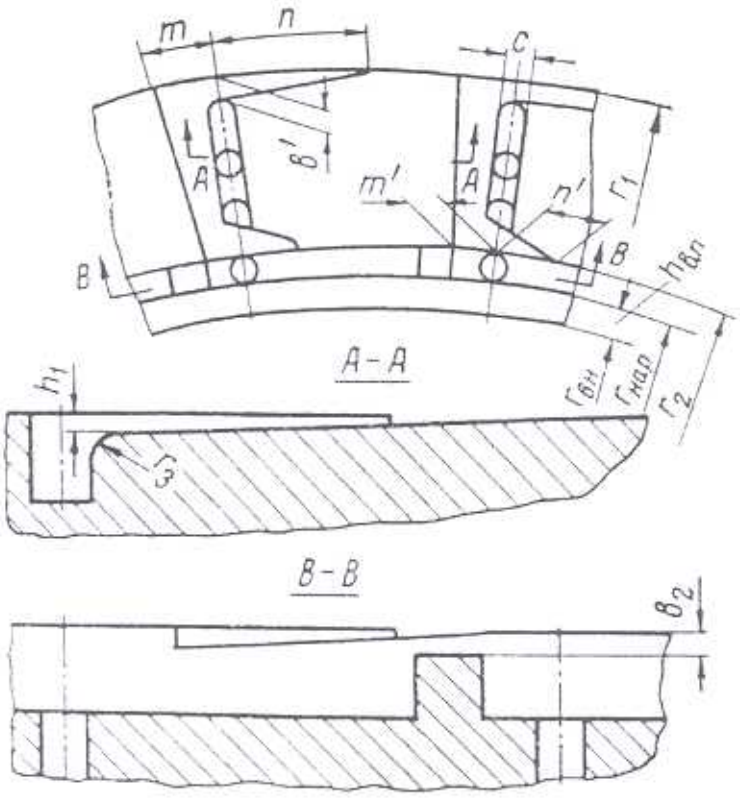


Рис. 7-5. Форма разделки рабочей поверхности вкладыша [1]

Таблица 7-6. Размеры рабочей поверхности вкладыша торцевого уплотнения [1]

Конструкция уплотнения	Размеры, мм, рис. 7-5														Число сапожков
	r_1	r_2	$r_{нар}$	$r_{вн}$	$h_{вп}$	m	n	m'	n'	b'	c	h_1	r_2	b_2	
ТГВ-25 ЦКБ	185	169	161	152,5	8,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
	188	174	166	159	7	7	14	5	–	4	4	0,15	3	1,5	32
ТВ2-30-2 ЦКБ	185	164	156	147,5	8,5	7	14	5	–	4	4	0,15	3	1,5	32
ТВС-30 ЦКБ	185	169	161	152,5	8,5	7	14	5	–	4	4	0,15	3	1,5	32
	188	174	166	159	7	7	14	5	–	4	4	0,15	3	1,5	32
ТВ-50-2 ЦКБ	200	178,5	171,5	165	6,5	7	14	6	–	4	6	0,15	3	1,5	32
ТВ-60-2 ЦКБ (1 кгс/см^2)	210	186,5	178,5	170	8,5	7	14	5,5	–	4	5	0,2	3	1,5	36
ТВ2-100-2 ЦКБ (2 кгс/см^2)	247,5	225	217	205	12	9	18	7	–	4	6	0,25	3	1,5	36
ТВФ-60 «Электросила»	210	184	176	167,5	8,5	–	24	–	–	4	5	0,8	3	1,5	36
ТВВ-165-2 «Электросила»	225	195,5	187,5	180	7,5	–	53	–	–	3	4	0,3	2	1,5	18
ТВВ-320-2 «Электросила»	275	245,5	237,5	230	7,5	19	25	13	–	6	8	0,25	2	1,5	32
ТГВ-200 «Электротяжмаш»	267,5	223	229	225	4	9	25	4,5	8	3,5	5	0,2	2,5	1,5	40
ТГВ-300 «Электротяжмаш»	263,5	238,5	234,5	230	4,5	9	26	4,5	–	3,5	5	0,2	2,5	1,5	40

Болты повышенной точности (призонные) должны плотно входить в свои отверстия от удара молотка без повреждения поверхностей (задиров), не вызывая смещения половин вкладыша и раскрытия разъемов. Дефектные отверстия под призонные болты исправляют разверткой при плотно стянутых разъемах, после чего заменяют призонные болты новыми из стали 45.

Вкладыш стопорят в корпусе от проворачивания специальным стопором, выполненным в виде штифта или шпонки. В торцевых уплотнениях, реконструированных по проекту ЦКБЭнергоремонт (генераторы ТГВ-25, ТВС-30, ТВ2-30-2, ТВ-60-2 и др.), для стопорения служат радиально расположенные штифты, закрепленные в верхней половине корпуса уплотнения [1,17]. Нижняя рабочая часть стопора входит в паз, выфрезерованный на поверхности вкладыша. В других конструкциях применяется стопор, закрепленный на венце вкладыша, ось которого параллельна оси ротора. Рабочая часть стопора входит в соответствующее отверстие, выполненное на торцевой поверхности корпуса уплотнения. Применяются также роликовые шпонки, которые имеют цилиндрический конец, на котором установлен ролик, поворачивающийся при перемещении вкладыша в корпусе. Для изготовления деталей шпоночного узла сталь марок 10, 15 или 20 применяется с цементацией и последующей закалкой. Требования к контактным поверхностям стопорного (шпоночного) узла:

твердость – не менее 300 НВ;

отклонение от плоскостности – не более 0,05 мм;

отклонение формы ролика от цилиндрической – не более 0,05 мм;

шероховатость – не более R_a0,63 мкм (R_a1,25 мкм – для роликовых шпонок).

Конструкция радиального стопорного устройства повышенной надежности показана на рис. 7-6. Рабочая часть стопора *1* имеет квадратную форму с закругленными углами. Рабочей стенкой паза служит пластинка *2*, установленная в канавку, выфрезерованную параллельно пазу стопора. Между стенками паза, его дном и стопором оставляется зазор 1,0–2,0 мм. Материал стопорных деталей – сталь 45.

Возможность самоустанавливания вкладыша в расточке корпуса обеспечивается сферической формой опорной поверхности вкладыша. Разность диаметров расточки корпуса и сферической поверхности вкладыша выполняется в пределах Δd = 0,5 –1,4 мм (для различных конструкций уплотнений).

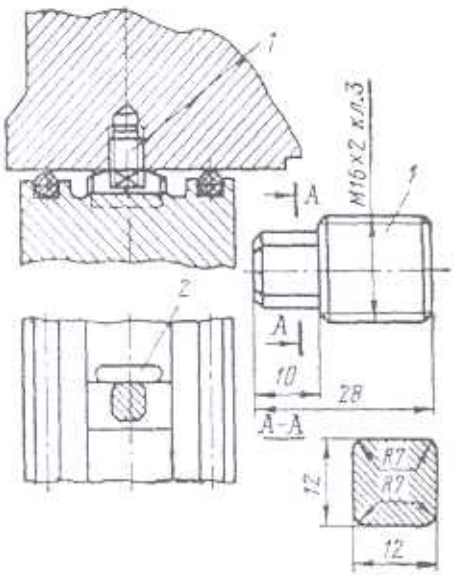


Рис. 7-6. Стопор радиального расположения [1]

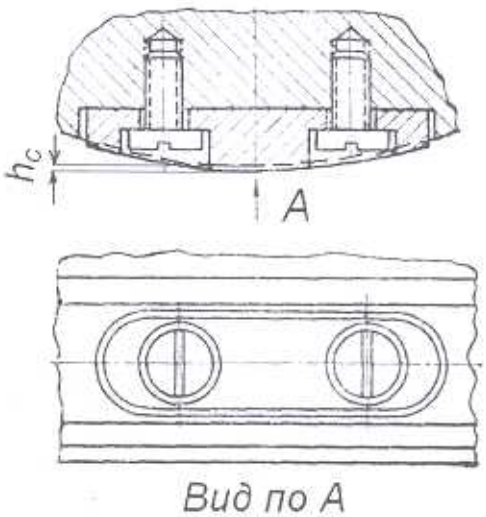


Рис. 7-7. Крепление опорного сухаря к вкладышу [1]

На сферической поверхности вкладыша следует устанавливать опорные сухари (колодки) из антифрикционного материала (бронза марки БРОФ 10-1), обеспечивающие центрирование вкладыша относительно корпуса (рис. 7-7).

Качество обработки рабочей поверхности сухарей проверяют по краске по поверхности расточки корпуса (не менее 10 пятен касания на площади 25x25 мм^2).

Равномерность радиального зазора по окружности достигается, если выступающая часть сухаря $h_c = 0,5 \times \Delta d$. Концентричность сферической поверхности вкладыша и внутренней поверхности корпуса должна быть обеспечена с точностью 0,1 мм. Если внутренняя поверхность корпуса имеет отклонения от цилиндрической формы, то следует обеспечить симметричность радиального зазора относительно оси уплотнения с точностью 0,1 мм. Рекомендуемая схема расположения сухарей на вкладыше приведена на рис. 7-8.

Сухари располагаются по окружности с учетом направления вращения вала и положения стопора-шпонки от проворачивания вкладыша. При наиболее распространенном расположении стопора-шпонки *1* – вверху (рис.7-8, *а*) – один сухарь *4* располагается в расточке корпуса *2* внизу под вкладышем *3*, воспринимая усилие *P* от массы вкладыша; а второй сухарь – в горизонтальной плоскости, со сдвигом по направлению вращения вала, не допуская сближения вкладыша с корпусом под действием усилия $P_м$. Это усилие приложено к вкладышу от крутящего момента $M_{кр}$, передаваемого от вала и уравновешиваемого моментом от усилия реакции шпонки $P_ш$. При расположении стопора *1* в горизонтальной плоскости вполне достаточно для центровки одного сухаря *4* внизу (рис.7-8, *б, в*). Если же стопор находится в нижней части, то, как и в первом случае, требуются два сухаря: один (опорный) – внизу рядом со стопором, другой в горизонтальной плоскости со сдвигом против направления вращения вала (рис.7-8, *г*).

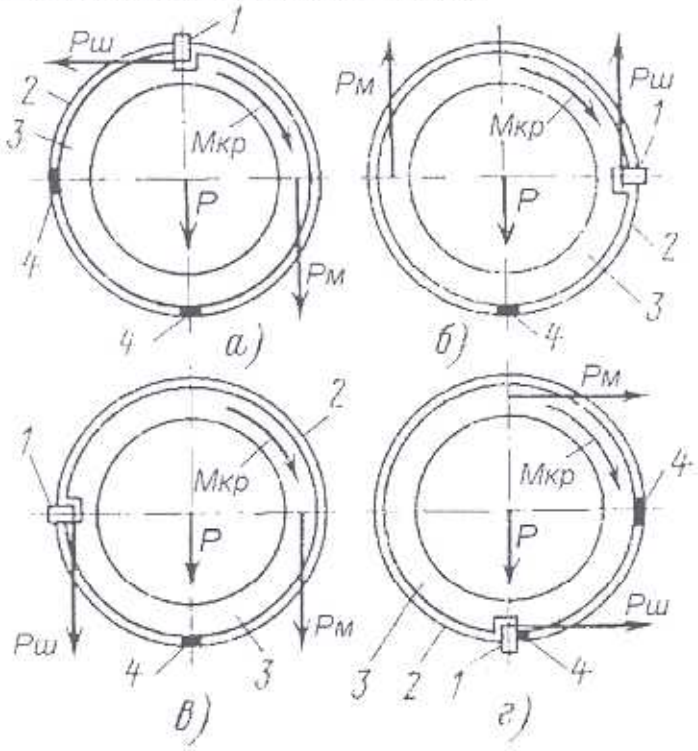


Рис. 7-8. Схема центровки вкладыша на сухарях (колодках) [5]

Качество сопряжения болтов повышенной точности при сборке разъемов вкладыша проверяют по смещению торцовых рабочих поверхностей баббитовой заливки, которое не должно превышать 0,02 мм при двух-трех повторных сборках. Конические болты проверяют также по краске (равномерное расположение точек контакта по длине и окружности).

Корпус уплотнения имеет внутреннюю расточку под вкладыш, которая выполняется с шероховатостью поверхности не более Ra 1,25 мкм. Плотность прилегания разъемов при

проверке по краске должна обеспечить не менее 10 точек касаний на площади 25x25 мм^2. При необходимости плоскости разъема пришабривают, после чего проверяют плотность посадки призонных болтов. Дефектные отверстия под призонные болты исправляют разверткой и изготавливают новые призонные болты по ГОСТ 7817-62 из стали 45. Качество прилегания поверхностей разъемов корпуса при затянутых болтах крепления его половин должно быть таково, чтобы щуп толщиной 0,03 мм не входил в разъем на глубину более 5 мм. Затем проверяют неплоскостность фланца и эллипсность расточки корпуса. При эллипсности, превышающей 5% от диаметра резинового кольца, или большой выработке (более 0,1 мм) внутреннюю поверхность корпуса растачивают. Проточка фланца корпуса требуется при изломе плоскости фланца по разъему или отсутствии прилегания к наружному щиту (промежуточной втулке). Коррозионную стойкость поверхности расточки корпуса обеспечивают твердым хромированием типа Х9 или Х12 по ГОСТ 9791-61. Точность центрирования корпуса уплотнения относительно вала ротора должна быть не менее 0,25 мм. Непрямолинейность образующей расточки корпуса в местах контакта с сухарями вкладыша не должна превышать 0,05 мм. Шероховатость поверхности расточки корпуса в местах сопряжения с сухарями и с резиновыми кольцами должна быть не более Ra1,25 мкм.

Качество сопряжения установочных болтов повышенной точности при сборке разъемов корпуса проверяют по смещению поверхностей расточки одной половины корпуса относительно другой (не более 0,1 мм) при двух-трех повторных сборках только на этих болтах. Проверяют также смещение торцовых поверхностей, сопрягаемых с торцом наружного щита или стула подшипника; оно не должно превышать 0,05 мм.

Резиновые уплотнительные кольца изготавливают из резинового шнура марки ИРП 1338, диаметр 5 и 10 мм ТУ 38.105.1165-90 (вместо ранее применявшегося шнура марки 14Р-2 или 5Р-128 по МРТУ № 38-5-6074-67 диаметром от 7 до 12 мм).

Стыки колец стягивают стальной пружиной диаметром 3–4мм (рис. 7-9).

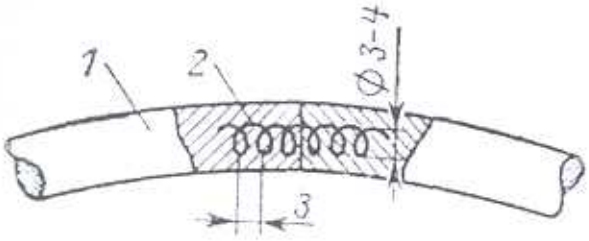


Рис. 7-9. Стыкование резинового шнура: *1* – шнур; *2* – пружина [1]

Во избежание деформации резины требуется при установке уплотняющих колец применять минимально возможный по технологическим соображениям уплотняемый радиальный зазор между вкладышем и валом и не завышать начальное сжатие резинового шнура [28].

Начальное сжатие резинового шнура (рис.7-10) составляет:

$$\Delta d = d - (h_k + \Delta r),$$

где d – диаметр резинового шнура в свободном состоянии,

h_k и b_k– глубина и ширина кольцевой канавки, в которую устанавливается резиновый шнур,

$\Delta r = r_1 - r_2$, – разность радиусов, соответственно, расточки корпуса и цилиндрической поверхности вкладыша у кромки канавки вкладыша в уплотняемом радиальном зазоре.

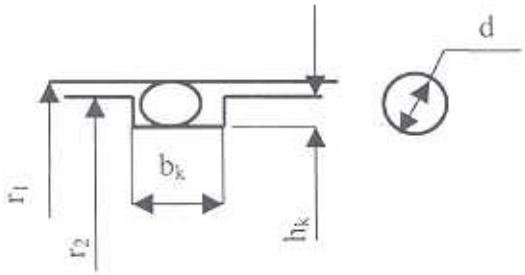


Рис.7-10. Установка резинового уплотняющего кольца [29]

Минимально допустимое начальное сжатие для резинового шнура диаметром d = 7–12 мм составляет $\Delta d_{мин}$ = 0,25 мм.

Максимальное начальное сжатие $\Delta d_{макс}$ не должно превышать значений, указанных в табл. 7-7 [28].

Таблица 7-7

$\Delta d_{макс}$, мм	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7
d, мм	7	8	9	10	12

Допуски на размеры – по классу точности 3.

Очевидно, что равномерность по окружности начального сжатия резины будет достигнута в случае идеальной центровки вкладыша на сухарях, т.е. если радиальное смещение оси вкладыша составляет $h_0 = \Delta r$; .

Если $h_0 < \Delta r$, то в зоне расположения сухаря будет максимальное начальное сжатие, равное

$$\Delta d_c = d - (h_k + h_0),$$

а в диаметрально противоположной зоне – минимальное начальное сжатие, равное

$$\Delta d_r = d - (h_k + 2\Delta r - h_0).$$

Необходимо убедиться, что $\Delta d_c \leq \Delta d_{макс}$, а $\Delta d_r \geq \Delta d_{мин}$.

Площадь поперечного сечения кольцевой канавки под резиновое кольцо должна быть больше площади поперечного сечения резины примерно на 20 %. Это условие будет соблюдено, если

$$h_k \cdot b_k \geq d^2$$

В табл.7-8 приведены рекомендуемые значения средних радиальных зазоров Δr между вкладышем и корпусом в зависимости от перепада давлений с обеих сторон резинового кольца Δp (концентричные радиальные зазоры, обеспечиваемые центровкой вкладыша на сухарях) [28]:

Таблица 7-8

Δr	мм	0,7 – 0,9	0,6 – 0,7	0,5	0,5
Δp	кПа	40 – 80	140 – 180	200 – 250	250 – 450
	кгс/см^2	0,4–0,8	1,4 –1,8	2,0 – 2,5	2,5 – 4,5

При ремонте резиновые кольца обычно заменяются новыми. К сожалению, диаметры резинового шнура имеют большие допуски по значению диаметра. Если не удастся подобрать шнур нужного диаметра в соответствии с вышеприведенными требованиями, то может потребоваться изменение размеров канавок и радиальных зазоров, исходя из имеющегося материала.

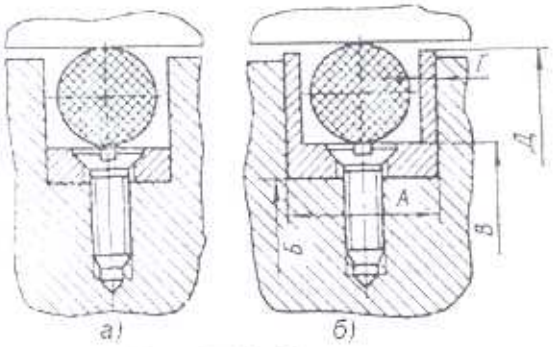


Рис. 7-11. Установка заполнителей в канавки вкладыша [1]

Если нет возможности обойтись проточкой канавок, или заменить вкладыш, то реконструируются кольцевые канавки путем установки заполнителей (рис. 7-11) по технологии, описанной ниже [1].

Вариант 1. Ширина и глубина канавки меньше необходимой. Проводят проточку до нужных размеров.

Вариант 2. Глубина канавки больше необходимой. Ширина канавки меньше необходимой. Радиальный зазор между корпусом и вкладышем – в допустимых пределах. В этом случае надо подрезать торцы канавки до необходимой ширины, уложить

на дно канавки металлическое полукольцо (или полосу) необходимой толщины с припуском плюс 0,5–0,8 мм, закрепив ее винтами М4 или электрозаклепками, после чего опилить и пришабрить полукольца (полосы) в разъеме, собрать вкладыш и обработать канавку по чистовым размерам (рис. 7-11, *а*).

Вариант 3. Ширина и глубина канавки больше необходимой. Радиальный зазор превышает норму. Следует расточить канавку и установить полукольцевые коробчатые заполнители (рис. 7-11, *б*), закрепив их аналогично указанному в предыдущем пункте, так чтобы заполнители выступали над плоскостями разъема вкладыша. При изготовлении заполнителя размер *А* выполняется окончательным, размер Г – с припуском 0,5 мм, диаметр *Б* выполняется с припуском 2,5 мм, диаметры *В* и *Д* – с припуском 0,2–0,3 мм. После подгонки разъемов заполнитель канавки протачивается до требуемых размеров.

На ряде генераторов обнаруживаются электроэрозионные повреждения шпонки-стопора, контактирующей с ней поверхности вкладыша и поверхно-стей контакта вкладыша с корпусом. Ожоги поверхностей, перенос металла с одной поверхности на другую увеличивают силу трения вкладыша в корпусе и препятствуют его аксиальному перемещению. Чтобы исключить подобные повреждения, необходимо установить между вкладышем и корпусом закоротку из жгута тонких медных гибких проводников (марка ПЩ-3,3) с припаянными наконечниками [6]. Закоротку устанавливают вблизи горизонтального разъема с воздушной стороны уплотнения так, чтобы закоротка не касалась вала и не препятствовала аксиальному перемещению вкладыша в корпусе. Наконечники прикрепляют к корпусу и вкладышу винтами М6 с фиксацией их от самоотвинчивания. Лучше установить две закоротки на вкладыш.

Деформация наружных (торцевых) щитов вследствие их недостаточной жесткости наблюдается на некоторых генераторах, что приводит к нарушению условий для нормального следования вкладышей за валом, поскольку к щитам крепятся корпуса уплотнений. Поэтому при ремонте необходимо проверять биение торцевой поверхности наружного щита турбогенератора, к которой закрепляется корпус уплотнения. Биение измеряют индикатором часового типа, закрепленным на роторе генератора, при поворачивании ротора валоповоротным устройством [28]. Максимальное торцевое биение указанной поверхности не должно превышать 0,2 от отношения диаметра окружности расположения болтов крепления корпуса к расстоянию между внутренней кромкой центрирующего сухаря (или центром опорной поверхности вкладыша) и внутренним торцом вкладыша.

Чтобы предупредить выход опорной поверхности вкладыша или крайнего резинового кольца за пределы расточки корпуса при аксиальном перемещении упорного диска, при ремонтах с реконструкцией проверяют монтажные аксиальные расстояния торцевых поверхностей и кромок, определяющие взаимное расположение вкладыша и корпуса при сборке. Эти расстояния обычно назначаются с учетом следующих величин для каждой стороны генератора:

начальное положение упорного диска ротора относительно торца наружного щита генератора в холодном состоянии[1] при отсутствии избыточного давления в корпусе генератора;

аксиальное перемещение упорного диска ротора во всем диапазоне нагрузок турбоагрегата относительно начального положения;

деформация наружного щита при повышении и снижении давления газа в корпусе генератора с учетом нагрева и охлаждения;

заданный аксиальный зазор (с учетом запаса на возможную необходимость проточки упорного диска) до 10 мм.

Ревизия пружин заключается во внешнем осмотре, проверке размеров, стабилизации их свойств и контроле характеристики. При внешнем осмотре проверяют отсутствие тре-

[1] Холодное состояние определяется также положением муфты «генератор–турбина», соответствующим холодному состоянию турбины.

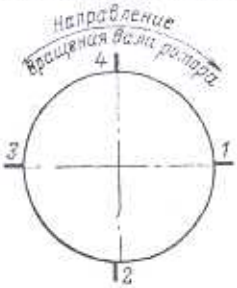
щин, деформаций и других механических повреждений. Проверяют длину, наружный диаметр пружин и перпендикулярность торцевой шлифованной поверхности витка к оси пружины. Неперпендикулярность торцов к оси должна быть не более 1 мм. При необходимости торцы шлифуют вручную. Дефектные пружины отбраковывают.

Стабилизация свойств пружины достигается «заневоливанием». Пружина сжимается до соприкосновения витков и выдерживается в таком состоянии в течение 12 ч, после чего снимается ее характеристика жесткости. Пружину оставляют в работе, если остаточная деформация после заневоливания не превышает 2 мм, а фактическая характеристика соответствует расчетной, отличаясь не более, чем на 10%.

Ремонт маслоуловителей заключается в подгонке разъемов и восстановлении номинального зазора между ножами маслоуловителя и валом. Точность прилегания поверхностей разъема друг к другу проверяется по краске (не менее пяти пятен касаний на площади 25x25 мм^2). Щуп толщиной 0,05 мм не должен проходить в разъем на глубину более 3 мм. При необходимости разъемы пришабривают по поверочной плите, а затем одну половину маслоуловителя – по другой. Иногда оказывается необходимым изготовление нового маслоуловителя с размерами, соответствующим первоначальным.

Для определения зазора между валом и ножами маслоуловителя последний собирают на валу ротора, горизонтально расположив плоскости разъема, и измеряют суммарный вертикальный зазор ΔD в нижней точке по обоим торцам маслоуловителя. После поворота маслоуловителя на 90° измерения повторяют. Результаты сравнивают с паспортными данными или с данными, приведенными в табл. 7-9.

Таблица 7-9. Максимально допустимые зазоры в маслоуловителях, рекомендуемые для отдельных типов генераторов [1]



Турбогенератор	Допустимая разность диаметров вала и ножей маслоуловителя, ΔD, мм	Установочный зазор, мм, для точек измерения			
		1	2	3	4
ТВ2-2-25-2, ТВ2-30-2, ТГВ-25, ТВС-30	0,4–0,6	0,1–0,2	0,1–0,2	0,3–0,4	0,3–0,4
ТВ-50-2, ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2	0,6–0,8	0,15–0,25	0,15–0,25	0,45–0,55	0,45–0,55
ТВ2-100-2, ТВ2-150-2, ТВВ-165-2, ТВВ-200-2, ТВВ-320-2, ТГВ-300	0,7–0,9	0,2–0,3	0,2-0,3	0,5–0,6	0,5–0,6

Увеличенные против нормы зазоры по вертикальной оси устраняют шабровкой разъемов. При увеличенных боковых зазорах выполняют оттяжку или замену ножей. Оттяжка производится расклепыванием концов ножей на оправке. При замене старые ножи извлекают из канавок и в подготовленные канавки вставляют новые полукольца (из латуни Л63 толщиной 2 мм), осаживая их плотно на дно канавки, и зачеканивают. После подгонки разъемов половинки маслоуловителя соединяют и растачивают ножи (рис. 7-12), выполняют чистовую обработку.

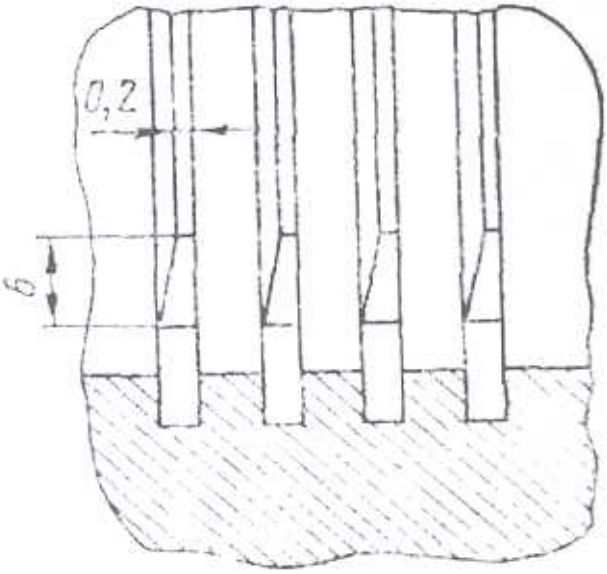


Рис. 7-12. Обработка латунных ножей маслоуловителя [1]

При значительном увеличении зазора наплавляют алюминий на рабочую поверхность маслоуловителя с последующей проточкой до требуемого размера. При нарушении защитного покрытия маслоуловителя его восстанавливают, покрывая серебрином на лаке № 302 [6].

Для правильной работы маслоуловителя необходимо очистить и проверить проходимость всех отверстий для слива масла из маслосборных канавок в нижней половине маслоуловителя.

Сборка уплотнений. Уплотнения собирают после окончания центрирования роторов агрегата. В процессе сборки измеряют зазоры согласно формуляру или инструкции и заполняют паспорт фактических зазоров. Сборку уплотнений начинают с установки маслоуловителей. Зазоры между валом и ножами устанавливают в соответствии паспортными данными или рекомендациями табл. 7-9. Осевое положение маслоуловителя должно соответствовать требованию формуляра. Затем устанавливают нижнюю половину корпуса уплотнения, закрепляя ее двумя болтами вблизи разъема (остальные болты не затянуты).

Собирают вкладыш уплотнения, центруют нижнюю половину корпуса, добиваясь концентрического положения баббитовой заливки относительно наружной цилиндрической поверхности диска (допустимый эксцентриситет до 0,5 мм), после чего производится окончательная равномерная затяжка болтов, крепящих нижнюю половину корпуса, с одновременной проверкой положения вкладыша.

После окончательной затяжки болтов измеряют согласно формуляру размеры, определяющие относительное осевое положение вкладыша и корпуса.

Резиновые уплотняющие кольца заводят в предварительно смазанные турбинным маслом канавки с помощью медной проволоки, привязанной к пружине, ввернутой до половины в торец одного из концов шнура. Вкладыш в процессе заводки резины приподнимают. Резиновый шнур в канавке должен лежать свободно, без натяжений[1]. При соединении шнура в кольцо концы его предварительно закручивают в направлении, противоположном намотке пружины, во избежание скручивания шнура после ввинчивания пружины в торец его свободного конца. Места стыков всех колец смещают по окружности на 40–50 мм относительно друг друга.

Перед установкой верхней половины корпуса необходимо осмотреть поверхности разъема, протереть их чистой салфеткой и уложить резиновый шнур в канавки разъема. После затяжки болтов на разъеме и по окружности корпуса плотность соединения разъема проверяется щупом 0,03 мм. При сборке деталей уплотнений смазывать лаком или эмалью поверхности разъемов вкладышей и корпусов не рекомендуется. Проверяется также прилегание баббитовой поверхности вкладыша к упорному диску ротора.

Со стороны контактных колец вкладыш отжимают от упорного диска на 1–2 мм и измеряют мегаомметром 1000 В величину сопротивления изоляции корпуса уплотнения относительно щита; она должна соответствовать требованиям табл. 7-1.

[1] Иногда может потребоваться некоторое натяжение для корректировки диаметра, но при выполнении вышеприведенных требований к начальному сжатию шнура и радиальным зазорам.

На генераторах ТГВ-200 и ТГВ-300: устанавливают упорное кольцо и стопор упорного кольца, проверяют отсутствие перекоса этих деталей относительно упорного диска вала; пружины со стаканами устанавливают согласно маркировке и шплинтуют проволокой от самоотвинчивания; устанавливают нижние половины обоймы и вкладыша опорного подшипника.

Устанавливают термопреобразователи теплового контроля вкладышей, закрепляют проводку. При установке термопреобразователей необходимо обеспечить изоляцию их оболочки по длине трассы от замыкания «на землю».

При сборке однопоточных уплотнений натяги пружин устанавливаются в соответствии с данными табл. 7-10.

Таблица 7-10. Натяги пружин, рекомендуемые при сборке уплотнения [1]

Турбогенератор	Натяг, мм	
	на стороне контактных колец	на стороне турбины
ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2	18–20	13–15
ТГВ-200	35–38	29–32
ТГВ-300	40–43	33–36

Проверяют качество сборки:

1) усилие осевого смещения вкладыша (от подачи прижимающего масла – для двухпоточных уплотнений, при помощи рычага – для однопоточных уплотнений) не должно превышать 500 Н (50 кгс); большее усилие свидетельствует об увеличенной силе трения вкладыша в корпусе вследствие неправильной сборки, увеличенного натяга резиновых колец и др. причин;

2) вкладыш должен отжиматься от упорного диска при давлении уплотняющего масла 120–130 кПа (1,2–1,3 кгс/см2), что фиксируется по появлению масла из зазора между вкладышем и упорным диском; большее давление свидетельствует также об увеличенной силе трения; по степени увеличения зазора по окружности судят о равномерности распределения усилий пружин;

3) при возврате отодвинутого вкладыша должно быть снова обеспечено равномерное плотное прилегание рабочей баббитовой поверхности к упорному диску; нарушение прилегания свидетельствует о недостаточной очистке масла и заносе частиц грязи в тонкую масляную пленку между вкладышем и валом;

4) суммарный расход масла в сторону водорода на остановленной машине не должен превышать 0,5 л/мин; больший расход свидетельствует о дефектах резиновых колец, неплотном прилегании поверхности баббитового запирающего пояска к упорному диску.

Выявленные дефекты сборки должны быть устранены.

После пуска турбогенератора проверяют те же показатели, что и при предремонтном обследовании (табл. 7-1).

Для сравнительной оценки в табл. 7-11 приведены расчетные значения расхода Q и перегрева ΔT масла, сливающегося в сторону водорода, торцевых уплотнений турбогенераторов различных типов (при номинальной частоте вращения, температуре входящего масла 40°С и минимальной толщине масляной пленки от 0,07 до 0,1 мм) [29].

Таблица 7-11

Тип генератора	Радиальная ширина запирающего пояска, ΔR, мм	ΔP, МПа	Q, л/мин	ΔT, °С
ТГВ-200	4	0,07– 0,0 8	2,2 –5	20 – 40
ТГВ-300	6	0,08 – 0,09	2 – 4	30 – 55
ТВФ-60-2	6,5	0,07 – 0,08	1 – 2,4	25 – 48
ТВВ-165-2	6,5	0,07 – 0,08	1 – 2,6	31 – 52
ТВВ-220-2А	5	0,06 – 0,07	1,5 – 3,3	27 – 51
ТВВ-320-2	3,5	0,06 – 0,07	2 – 5	19 – 40
ТВВ-500-2	5	0,06 – 0,07	2 – 4	35 – 62

7.2. Кольцевые уплотнения

Предремонтное обследование уплотнений проводится на работающем генераторе с целью выявления дефектов аналогично обследованию торцевых уплотнений. Техническое состояние уплотнений оценивается при помощи показателей, приведенных в табл. 7-12, определяемых при номинальных значениях частоты вращения ротора, давления водорода в корпусе генератора, давления и температуры входящего масла.

Таблица 7-12. Основные показатели для оценки технического состояния торцевых уплотнений [17, 29]

Показатель	Техническое состояние узла		
	Хорошее	Удовлетворительное	Предельно допустимое
Основные признаки			
Температура рабочей баббитовой поверхности вкладыша уплотнения, °С	60–75	76–89	90
Содержание водорода в картере опорного подшипника (слив в сторону воздуха), Н %	0	0<Н≤2	2
Сопротивление изоляции корпуса уплотнения от корпуса турбогенератора и маслопроводов, измеренное мегаомметром 1000 В, R, МОм	∞	R≥ 1	R= 1
Расход водорода на подпитку генератора, $Q_п$, % от общего количества водорода в машине	$Q_п$<5	$Q_п$<5	5
Общий расход водорода Q с учетом продувок генератора для поддержания чистоты водорода, %	$Q = Q_п$	$Q_п < Q < 10$	10
Дополнительные признаки			
Расход масла в сторону водорода на одно уплотнение, л/мин	2–5	6–10	$Q_{м\ пред}$ [1)]
Разность температур баббита вкладыша и масла, поступающего на уплотнение, (перегрев баббита) ΔТ, °С,	20–35	36–50	Не нормируется
Сигнал от реле УЖИ о наличии масла в дренажах генератора	Нет	Есть	То же

[1)] $Q_{м\ пред}$ – предельно допустимый расход масла в сторону водорода по заводской документации. Если он там не указан, то должен быть ограничен только предельным расходом водорода для данного генератора.

Основными показателями качества работы кольцевых уплотнений являются: расход масла в сторону водорода (или расход водорода на продувки), температура баббита, содержание водорода в картере опорного подшипника. Эти показатели определяются, как указано в п. 7.1. Аналогично проверяется соответствие общего расхода масла через уплотнения производительности маслонасосов (рабочего и резервного, а также аварийного): давление масла перед регулятором перепада давлений масла и водорода должно превышать не менее, чем на 0,1 МПа (1 кгс/см^2), уставку по давлению электроконтактного манометра в схеме АВР. Проверяются визуально уплотнения разъемов и сальников, где течи масла в сторону воздуха недопустимы.

Проводится анализ данных технологического контроля и результатов опроса эксплуатационного персонала, что позволяет выявить типичные дефекты кольцевых уплотнений. При этом целесообразно использовать табл. 7-13, составленную на основе [17, табл. 4] и [29] .

Таблица 7-13. Признаки и причины дефектов кольцевых уплотнений

Признаки дефектов	Дефекты ремонта и эксплуатации уплотнений						
	Велик зазор между вкладышем и валом	Зазор мал, но есть перекос вкладыша	Износ баббита или шейки вала	Неплотности разъемов вкладыша и корпуса	Неплотности резиновых колец	Недостаточен охлаждающий расход масла	Отставание баббита
Повышенная температура баббита вкладыша и масла, сливающегося в сторону водорода при нормальной температуре входящего масла	–	+	–	–	+	+	+
Пониженная температура баббита вкладыша и масла, сливающегося в сторону водорода	+	–	+	–	–	–	–
Повышенный расход масла в сторону водорода	+	+	+	+	+	–	–
Большая разница температур по диаметрально расположенным термопреобразователям	–	+	–	–	–	–	–
Увеличенный расход масла через уплотнения в сторону воздуха (включается автоматически второй маслонасос)	+	+	+	+	+	–	+
Пропуск водорода через уплотнения. Содержание водорода в картерах подшипников (сливных камерах) возрастает при повышении давления водорода независимо от давления масла	–	–	–	+	–	–	–
Содержание водорода в картерах подшипников (сливных камерах) возрастает при повышении давления масла и не зависит от давления газа	+	–	+	–	–	–	–
Знак «+» означает наличие дефекта или возможность его появления, знак «–» означает отсутствие дефекта							

Решение проблемы обеспечения приемлемого расхода масла в сторону водорода достигается в кольцевых уплотнениях прежде всего путем уменьшения радиального зазора между вкладышем и валом до 0,03–0,12 мм и уплотнения аксиальных зазоров между корпусом уплотнения и вкладышем резиновым шнуром диаметром 4–6 мм. Температура вкладыша как правило весьма высока при минимальном радиальном зазоре, но это не приводит к повреждению баббита, поскольку в процессе приработки зазор увеличивается из-за нагрева и теплового расширения вкладыша, а впоследствии – из-за износа баббита, поэтому расход масла несколько увеличивается, и температура снижается до допустимого уровня. Однако предельно допустимое значение температуры баббита в кольцевых уплотнениях все же пришлось повысить по сравнению с торцевыми уплотнениями.

Воздействие вибрации вала при минимальном радиальном зазоре приводит к ускоренному износу баббита вкладыша. Чтобы снизить влияние вибрации вала и исключить соударения вкладыша и вала, необходимо, чтобы вкладыш «следовал» за валом при радиальных перемещениях последнего с минимальным запаздыванием. Для этого применяются следующие меры:

гидродинамическая разделка баббита (аналогично торцевым уплотнениям) для центрирования вкладыша относительно вала путем создания усилия в слое масла, уравновешивающего силу веса вкладыша и силу трения вкладыша в корпусе;

снижение массы и аксиальной ширины вкладыша;

повышение точности установки корпуса уплотнения относительно вала ротора или установка между корпусом и вкладышем промежуточной самоустанавливающейся обоймы (рис. 2-33 в разд.2);

снижение усилий трения вкладыша в корпусе и обеспечение радиальной подвижности кольцевого вкладыша путем уравновешивания (разгрузки, компенсации усилия) вкладыша в аксиальном направлении.

Компенсация аксиального усилия, действующего на вкладыш со стороны водорода и прижимающего вкладыш к стенке корпуса, производится путем создания противоположно направленного усилия от давления масла.

Дополнительная разгрузка достигается также созданием между вкладышем и корпусом боковой воздушной камеры со стороны водорода, отделенной от водорода и масла резиновыми кольцами (рис. 2-35 в разделе 2). Разгруженный вкладыш долго не изнашивается, а резиновые кольца деформируются незначительно.

Простейший способ компенсации аксиального усилия заключается в подборе боковых площадей вкладыша, на которые действуют давления газа и масла, так, чтобы вкладыш был практически полностью разгружен при том рабочем давлении водорода, с которым турбогенератор работает длительно, например, при номинальном давлении водорода. Примером такого уплотнения является конструкция, показанная на рис. 7-13. Установкой уплотняющих колец на разные диаметры удается частично или полностью скомпенсировать аксиальные усилия, действующие на вкладыш (см. схему на рис. 7-14), и благодаря этому уменьшить силы трения между вкладышем и корпусом уплотнения.

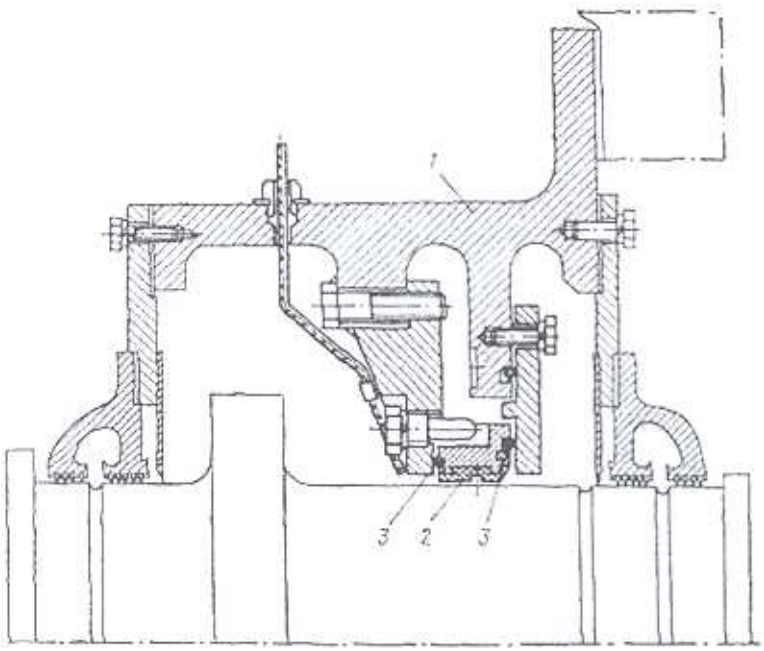


Рис. 7-13. Кольцевое уплотнение вала ротора турбогенератора с разгруженным вкладышем [1]:

1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – уплотнитель аксиального зазора

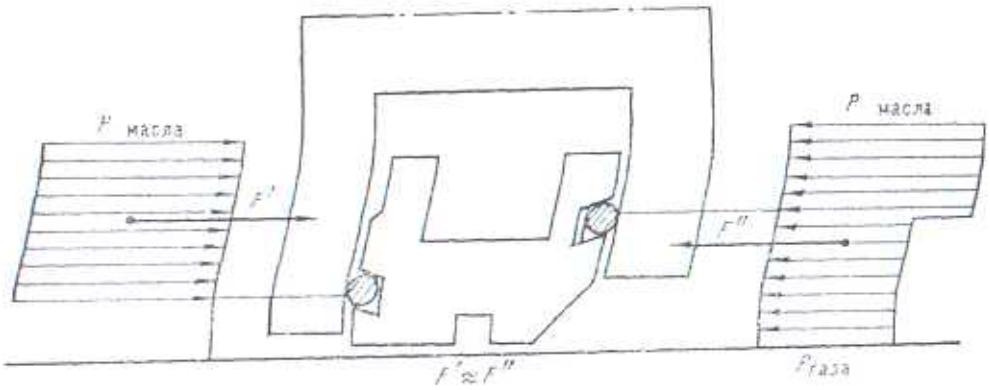


Рис. 7-14. Схема уравновешивания вкладыша кольцевого уплотнения вала [1]

Гидродинамическая разделка баббитовой поверхности вкладыша кольцевого уплотнения показана на рис. 7-15. Во избежание многократной циркуляции масла в тангенциальном направлении и с целью уменьшения нагрева смазки на рабочей поверхности вкладыша выполнены аксиально-наклонные каналы для отвода смазки из зоны нагрева в сторону воздушной полости. С этой же целью в кольцевой канавке делаются перегородки. Для снижения температуры в зазоре смазка частично сливается в сторону воздушной полости через аксиально-наклонные каналы. Для снижения расхода масла в сторону водорода на поверхности запирающего пояска выполняются одна – две кольцевые канавки сечением 1x1 мм (рис. 7-15).

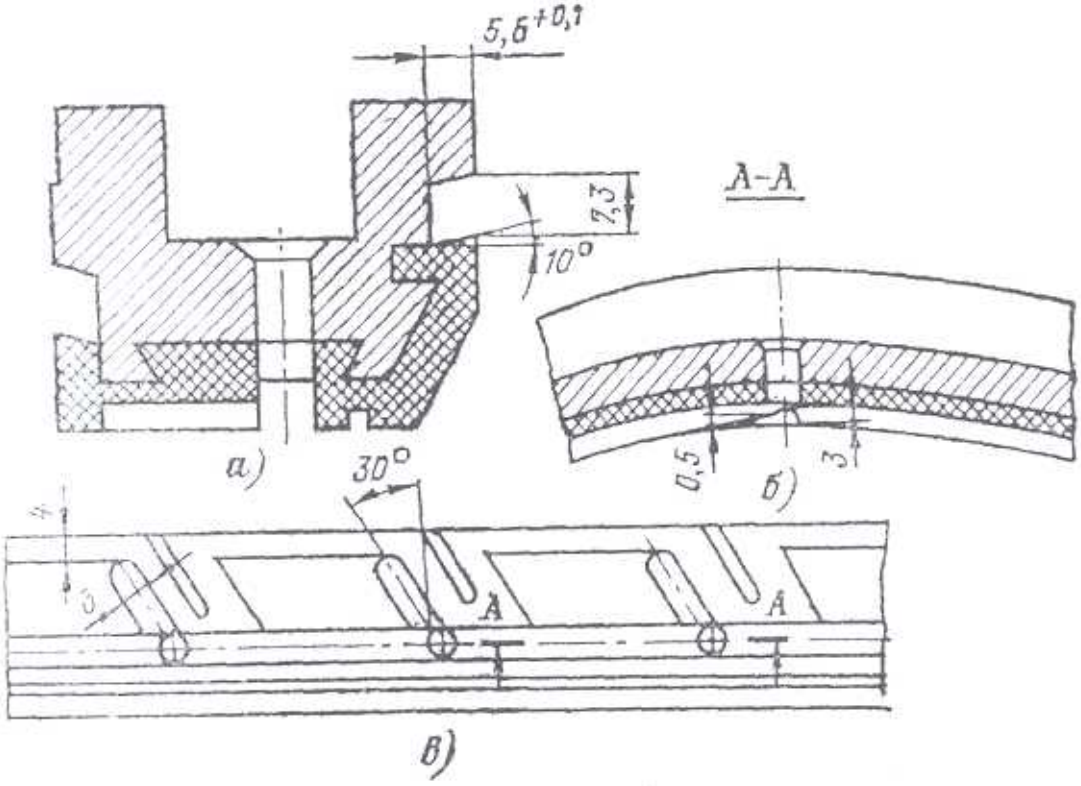


Рис. 7-15. Вкладыш кольцевого уплотнения вала ротора [1]:
а – поперечный разрез; *б* – продольный разрез; *в* – развертка рабочей поверхности

При ремонте может оказаться необходимым проверить, насколько разгружен вкладыш уплотнения. Рассмотрим практический пример [29].

Аксиальные усилия, действующие на вкладыш *3* в корпусе *4* кольцевого уплотнения (рис. 7-16):

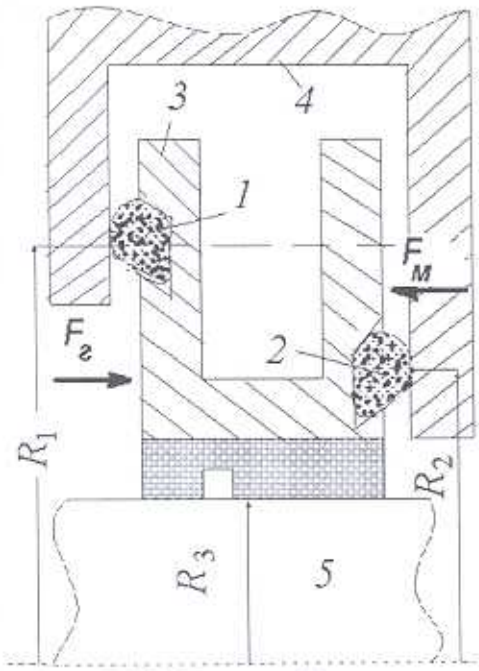


Рис. 7-16. Схема действия усилий на вкладыш кольцевого уплотнения

от избыточного давления газа $F_г = p_г \cdot S_г$,

от давления масла $F_м = p_м \cdot S_м$,

где $p_г$ и $p_м$ – давления газа и масла соответственно,

$S_г = \pi\ (R_1^2 - R_3^2)$ – площадь поверхности вкладыша, на которую действует давление газа,

$S_м = \pi\ (R_1^2 - R_2^2)$– площадь поверхности вкладыша, на которую действует давление масла,

R_1 и R_2 – радиусы расположения резиновых уплотняющих колец (*1* и *2*), R_3 – радиус вала (*5*).

Чтобы максимально разгрузить вкладыш, надо минимизировать результирующее усилие $\Delta F = F_г - F_м$, действующее на вкладыш в аксиальном направлении в рабочем диапазоне давлений водорода.

При $p_м = p_г + \Delta p$

$$\Delta F = p_г\ (S_г - S_м) - \Delta p \cdot S_м.$$

Например, для уплотнения турбогенератора типа ТВФ-60-2

$S_г = 0{,}0382$ м^2, $S_м = 0{,}0256$ м^2,

$p_г = 100$ кПа, $\Delta p = 60$ кПа,

Предельно допустимому давлению на резиновое уплотняющее кольцо 0,25 МПа соответствует предельное аксиальное усилие $\Delta F_{пред} = 0{,}5$ кН.

Значения ΔF, рассчитанные для различных $p_г$ и Δp, приведены в табл. 7-14. Видно, что результирующее аксиальное усилие $\Delta F < \Delta F_{пред}$ обеспечивается при давлении водорода 0,2 МПа и менее. Знак ΔF указывает направление результирующего усилия; положительное значение ΔF означает, что $F_м < F_г$, т.е. ΔF сжимает резиновое кольцо *2*; отрицательное значение, наоборот, означает, что $F_м > F_г$, т.е. ΔF сжимает резиновое кольцо *1*.

Очевидно могут быть подобраны такие сочетания $p_г$ и Δp, которые позволят минимизировать ΔF и не перегружать резиновые уплотняющие кольца. Однако эти сочетания фиксированы при заданной настройке регулятора перепада давлений и заданном давлении водорода. При постоянном значении перепада давлений масла и газа (регуляторы РПД-14, ДРДМ-5, ДРДМ-12М и т.п.) достаточная компенсация достигается лишь в узком интервале давлений газа вблизи того значения, для которого предусмотрена максимальная разгрузка вкладыша.

Таблица 7-14. Аксиальное усилие ΔF, кН, при различных $p_г$ и Δp

$p_г$, кПа \ Δp, кПа	50	60	70	80
50	-0,65	-0,906	-1,162	-1,418
100	**-0,02**	**-0,276**	-0,532	-0,788
150	0,61	**0,354**	**0,098**	**-0,158**
200	1,24	0,984	0,728	**0,472**
250	1,87	1,614	1,358	1,102

Если турбогенератор часто работает при различных давлениях водорода ниже номинального значения (например, при работе с пониженной нагрузкой), целесообразно предусмотреть компенсацию аксиального усилия в достаточно широком диапазоне давлений водорода. Для этого необходим регулятор, обеспечивающий заданную характеристику – зависимость перепада давлений масла и газа от давления газа. Так, регулятор типа ДРДМ-21У имеет линейную характеристику $\Delta P = aP_г + б$.

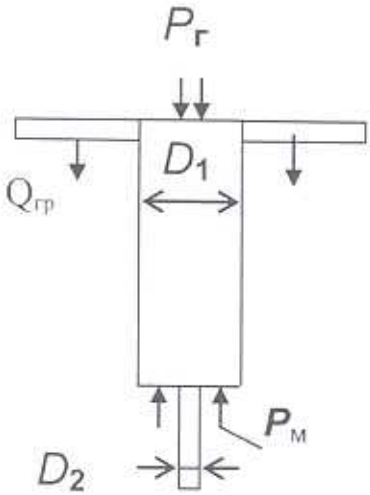


Рис.7-17. Схема действия усилий на золотник регулятора ДРДМ-21У

Такая характеристика обеспечивается, если в регуляторе различны площади поверхностей золотника (см. рис.7-17), на которые действуют давления газа
$S_1 = \pi D_1^2/4$ и масла $S_2 = \pi(D_1^2 - D_2^2)/4$.
Коэффициент $a = (S_1 - S_2)/S_2 = D_2^2/(D_1^2 - D_2^2)$.
Коэффициент $б = (Q_{зол} + Q_{гр})/S_2$ – постоянная составляющая перепада давлений, зависящая только от веса золотника $Q_{зол}$ и груза $Q_{гр}$.

Чтобы обеспечить компенсацию аксиального усилия на вкладыш ΔF в заданном диапазоне давлений водорода, надо подобрать параметр a характеристики регулятора для заданных размеров вкладыша и корпуса уплотнения. Расчеты характеристики регулятора и результирующего усилия ΔF для кольцевого уплотнения турбогенератора типа ТВФ-60-2 (конструкция ЦКБЭнерго) выполнены для различных значений a и давлений водорода 0,1 и 0,3 МПа.

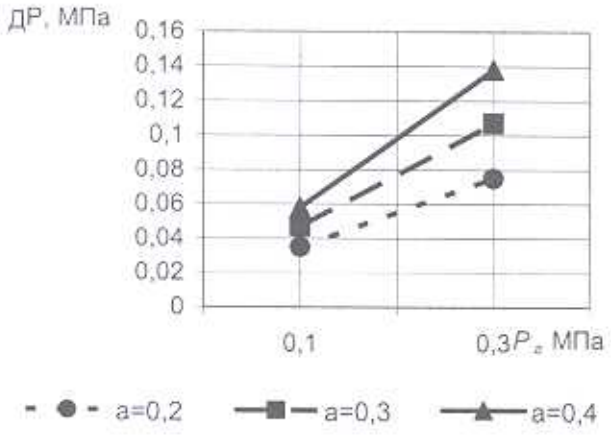


Рис.7-18. Характеристика регулятора ДРДМ-21У

Итак, для рабочего диапазона давлений водорода 0,1–0,25 МПа и предельно допустимого значения перепада давлений для этого типа генераторов 0,09 МПа допустимое результирующее усилие на вкладыш ΔF, равное около 500 Н (50 кгс) и менее, обеспечивается при давлении водорода не более 0,2 МПа (2 кгс/см^2) для $a = 0,3$.

Наилучшая разгрузка вкладыша, т.е. минимальное результирующее аксиальное усилие на вкладыш во всем диапазоне давлений водорода, достигается при $a = 0,4$, но при этом ΔP повышается сверх допустимого значения до 1–1,2 МПа.

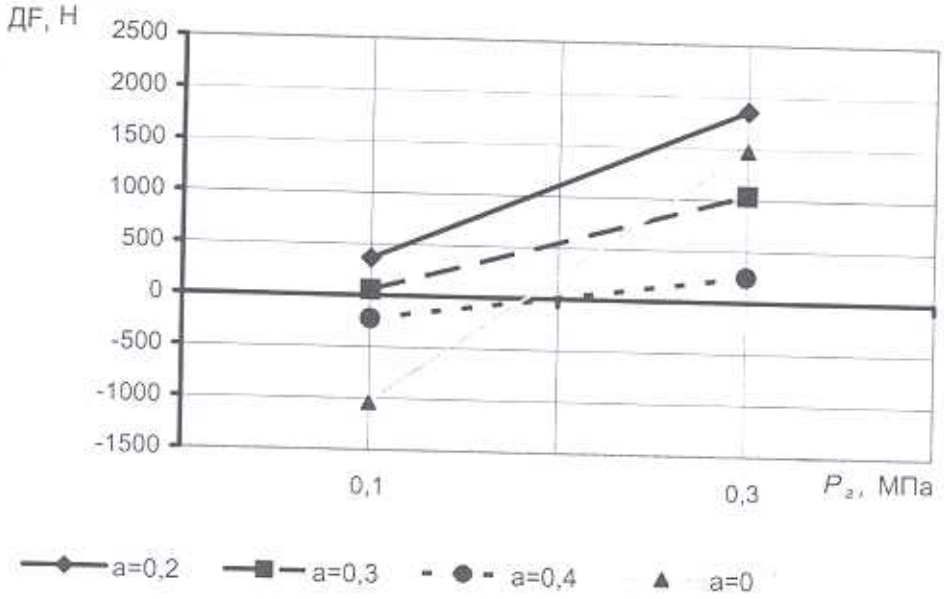


Рис.7-19. Зависимость результирующего аксиального усилия ΔF, действующего на вкладыш кольцевого уплотнения, от давления газа

Разборка и ремонт кольцевых уплотнений. Как и для торцевых уплотнений проверяются: наличие на деталях узла маркировки (сторона турбины, сторона контактных колец, верхняя половина, нижняя половина), качество сборки (наличие перекосов, неплотностей в разъемах, «закусывания» резиновых колец и шнура в канавках разъемов и пр.), прилегание баббита к корпусу вкладыша. Производится очистка всех деталей узла (особенно маслоподводящих каналов и камер) от загрязнений, промывка негорючей моющей жидкостью. Измеряются толщины всех прокладок между сопрягаемыми деталями. Проверяется техническое состояние шейки вала, вкладыша, корпуса и др. деталей. С учетом выявленных ранее дефектов определяется необходимый объем ремонта. Приведенная ниже последовательность операций по ремонту принята по технологии, описанной в [6].

Рабочая поверхность шейки вала проверяется на отсутствие механических повреждений (забоин, трещин, задиров), электроэрозионного износа. Дефекты устраняют проточкой или вручную – опиловкой, шабровкой, шлифовкой (мелкие дефекты). Шероховатость поверхности не должна превышать R_a 0,63. Измеряют фактический диаметр шейки с точностью до 0,01 мм. Проверяют биение, которое не должно превышать 0,03 мм.

Вкладыш уплотнения проверяют на соответствие фактических размеров чертежным, измеряют внутренний диаметр баббитовой поверхности с точностью до 0,01 мм и определяют фактический диаметральный зазор между вкладышем и валом. Если этот зазор в норме и баббит не имеет ярко выраженных дефектов, то разделку баббитовой поверхности проверяют и при необходимости пришабривают. Если диаметральный зазор превышает требуемую величину, наплавляют баббит. Для уменьшения зазора в уплотнениях с вкладышами, имеющими четыре составных части, как временная мера, может быть рекомендована шабровка всех разъемов.

Если обнаружены признаки отслоения баббита (аналогично описанному выше для торцевых уплотнений), то баббит перезаливают. Затем баббитовую поверхность растачивают до необходимого диаметра. Выполняют слесарную обработку и разделку баббитовой поверхности в соответствии с чертежом (рис. 7-20).

Проверяют глубину и ширину канавок под резиновые кольца, подбирают резиновый шнур необходимого диаметра для новых колец с учетом размеров вкладыша и камеры корпуса, требований к начальному сжатию колец (по чертежу или по табл.7-7). При необходимости протачивают канавки или изменяют их размеры при помощи заполнителей (из электрокартона или латуни – аналогично показанным на рис. 7-11).

Корпус уплотнения (корпус и крышку) также проверяют на соответствие фактических и чертежных размеров. Измеряют внутренний размер камеры под вкладыш, проверяют величину аксиальных зазоров между вкладышем и валом, проверяют соответствие новых резиновых колец этим размерам. Рабочие поверхности камеры в корпусе, контактирующие с вкладышем и резиновыми кольцами в его канавках, проверяют, устраняют механические дефекты, обеспечивая шероховатость поверхности не более R_a 0,63. Проверяют маслоплотность сварных швов соединения маслопроводов с корпусом (керосиновой пробой в течение 24 ч). Течи не допускаются.

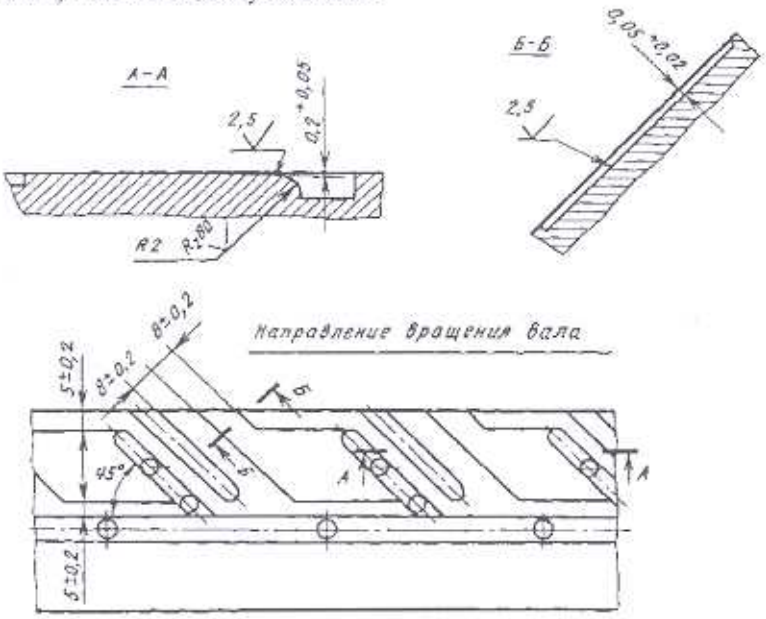


Рис. 7-20. Разделка баббита вкладыша кольцевого уплотнения вала турбогенератора типа ТВФ-110-2Е [6]

Ремонт маслоуловителей проводится аналогично описанному в п.7.1.

Подготовка к сборке – проверяют плотность прилегания разъемов вкладышей, корпусов, маслоуловителей, сливных камер по краске и с помощью щупа. Требования аналогичны описанным выше для торцевых уплотнений.

Выполняют предварительную сборку корпусов и вкладышей. В собранном узле измеряют фактические зазоры между стенками камер и вкладышами и проверяют их соответствие чертежам.

Проверяют также отсутствие заедания вкладышей при радиальных перемещениях их в камерах корпусов.

Сборка кольцевых уплотнений. Аналогично сборке торцевых уплотнений кольцевые уплотнения собирают после центрирования валов генератора и турбины, установки наружных щитов генератора, установки маслоуловителей, проверки зазоров между уплотнительными кольцами («ножами») маслоуловителей и валом.

Устанавливают нижнюю половину внутренней части корпуса и предварительно закрепляют к щиту; центрируют по валу, проверяют перпендикулярность к оси вала поверхности, сопрягаемой с вкладышем.

Собирают на валу вкладыш уплотнения, проверяют плотность прилегания разъемов, прижимают вкладыш к нижней половине корпуса и проверяют перпендикулярность торца вкладыша оси вала; отодвинув вкладыш, устанавливают в канавку на стороне водорода резиновое уплотняющее кольцо, как описано выше в п.7.1 (или заполняют резиновым шнуром ряд канавок, если это предусмотрено конструкцией узла). Затем устанавливают стопорный винт в отверстие корпуса и вкладыша.

Предварительно устанавливают нижнюю половину крышки корпуса и проверяют правильность ее положения относительно вала, вкладыша и корпуса, стопорного винта.

Проверяют свободу радиальных перемещений вкладыша. Затягивают окончательно болты на разъемах вкладыша и проверяют плотность соединения разъемов: щуп 0,03 мм не должен входить в глубину более, чем на 5 мм.

Устанавливают в канавку на стороне водорода резиновое уплотняющее кольцо (или ряд колец, если это предусмотрено конструкцией узла).

Перед установкой верхней половины корпуса проверяют доступные внутренние полости на отсутствие посторонних предметов, осматривают поверхности разъема, протирают их чистой салфеткой и укладывают резиновый шнур в канавки разъема.

Устанавливают верхнюю половину корпуса. После затяжки болтов на разъеме и по окружности корпуса плотность соединения разъема проверяют щупом 0,03 мм, который не должен идти в глубину более, чем на 5 мм.

Устанавливают уплотнители между корпусом и крышкой, затем нижнюю половину крышки, обеспечив сопряжение со стопорным винтом и закрепляя крышку болтами к нижней половине корпуса.

Проверяют поверхности разъемов крышки, отсутствие закусывания резинового шнура между вкладышем и крышкой, радиальную подвижность вкладыша и устанавливают верхнюю половину крышки корпуса, закрепляя ее болтами к верхней половине корпуса.

В процессе сборки измеряют все зазоры и промежутки и вносят результаты в формуляр. Пример формуляра показан на рис. 7-21 и в табл. 7-15.

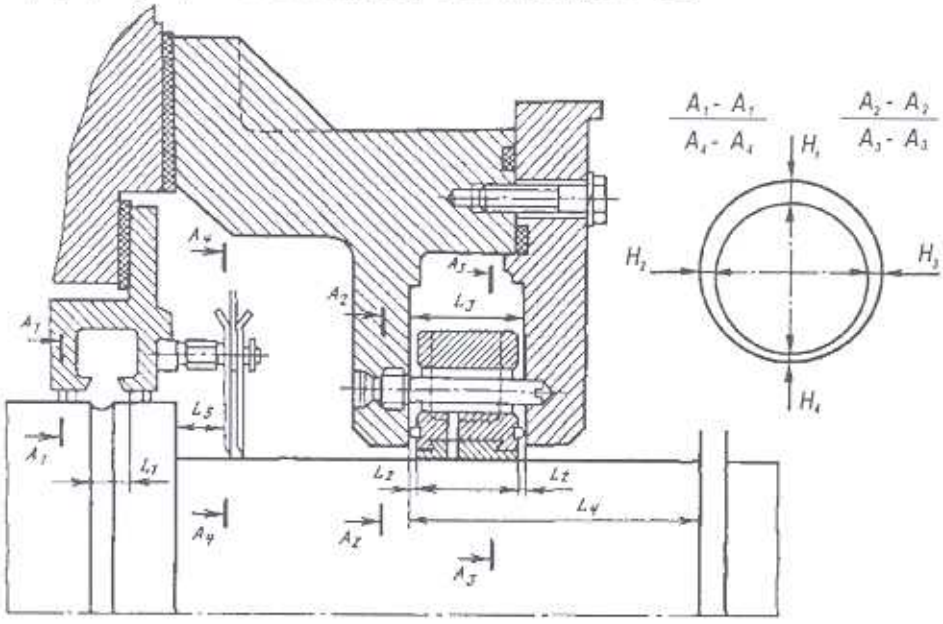


Рис. 7-21. Формуляр зазоров кольцевого уплотнения вала турбогенератора типа ТВВ-160-2Е [6]

Таблица 7-15. Чертежные значения зазоров турбогенератора ТВВ– 160-2Е (к формуляру на рис. 7-21)

Точки измерений	Зазоры в точках измерений								Точки измерений	Зазоры	
	Сторона турбины				Сторона возбудителя					Сторона турбины	Сторона возбудителя
	A1–A1	*A2–A2*	*A3–A3*	*A4–A4*	*A1–A1*	*A2–A2*	*A3–A3*	*A4–A4*	L_1	$6^{\pm2}$	$18^{\pm2}$
H1	0,4–0,7	$5^{\pm0,5}$	0	0,64–0,96	0,4–0,7	$5^{\pm0,5}$	0	0,64–0,96	L_2	0,1–0,3	0,1–0,3
H2	0,3–0,56	$5^{\pm0,5}$	0,05–0,065	0,48–0,72	0,3–0,56	$5^{\pm0,5}$	0,05–0,065	0,48–0,72	L_3	$60^{-0,2}$	$60^{+0,2}$
H3	0,3–0,56	$5^{\pm0,5}$	0,05–0,065	0,48–0,72	0,3–056	$5^{\pm0,5}$	0,05–0,065	0,48–0,72	L_4 [1)]	$L_4^{\pm2}$	$L_4^{\pm2}$
H4	0,2–0,35	$5^{\pm0,5}$	0,1–0,13	0,32–0,48	0,2–0,35	$5^{\pm0,5}$	0,1–0,13	0,32–0,48	L_5	$19^{\pm2}$	$31^{\pm2}$

[1)] Расстояние измеряется в четырех диаметральных точках

7.3. Требования к ремонту оборудования систем маслоснабжения уплотнений

Основное требование к системе маслоснабжения уплотнений – это бесперебойная подача масла в уплотнения при заданных давлении и температуре, а также при высоком качестве масла. Даже самое высокое качество ремонта уплотнений не обеспечит надежной работы узла, если указанное требование не будет выполняться. Поэтому, проводя ремонт уплотнений, необходимо контролировать также качество проверки и ремонта оборудования системы маслоснабжения, а при проведении предремонтного обследования уплотнений вала включить в программу обследования также и оборудование системы маслоснабжения. Далее описаны основные вероятные неисправности этого оборудования и требования к его работе [17, 29, 30].

Регулятор перепада давлений «масло-водород».

Дифференциальный грузовой регулятор перепада давлений «масло-водород» состоит из корпуса с присоединенными трубопроводами, буксы, подвижного золотника, груза в виде круглых стальных пластин (рис. 7-22); он настраивается на заданное значение Δр – превышения давления уплотняющего масла над давлением водорода (перепада давлений «масло-водород»).

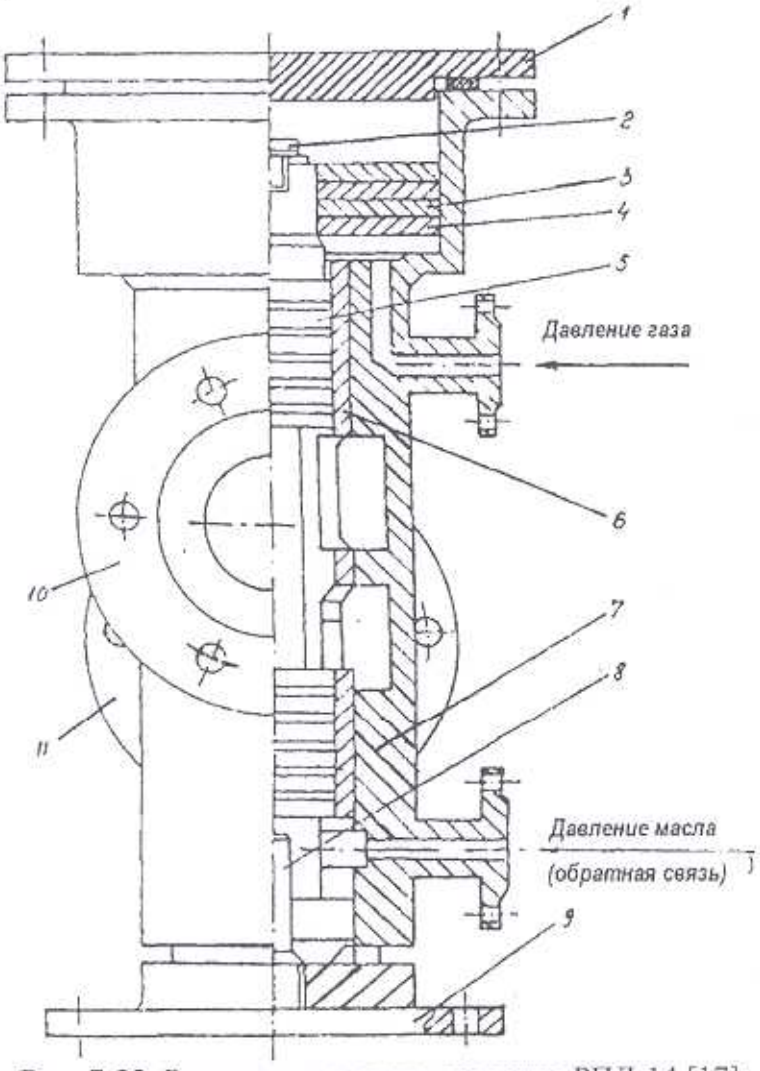


Рис. 7-22. Регулятор перепада давления РПД-14 [17]:
1 – крышка; 2 – ограничительный болт; 3 – груз; 4 – диск; 5 – золотник; 6 – букса; 7 – корпус; 8 – упор; 9 – дно; 10 – входной патрубок; 11 – выходной патрубок

Для большей части регуляторов, находящихся в эксплуатации (РПД-14, ДРДМ-5, ДРДМ-12М и т.п.), величина Δp постоянна, она не зависит от давления газа $p_г$ и давления масла $p_м$, а зависит только от массы груза $P_{гр}$ и золотника $P_{зол}$ и площади поперечного сечения золотника S, на которое действуют давления масла и газа.

Установившееся положение золотника в этих регуляторах соответствует равновесию усилий, действующих на золотник,

$$p_м S - p_г S - g(P_{гр} + P_{зол}) = 0,$$

откуда

$$\Delta p = p_м - p_г = g(P_{гр} + P_{зол}) / S.$$

Признаки неисправности такого регулятора: отклонения от нормы перепада давлений «масло-водород», вызывающие срабатывание соответствующей сигнализации.

Понижение перепада давлений «масло-водород» представляет большую опасность, так как приводит к останову турбогенератора защитой от понижения уровня масла в демпферном баке, а при отказе защиты или при отключении демпферного бака – к повреждению баббита и вала, к прорыву водорода.

Повышение перепада давлений масла и газа более, чем на 0,02–0,03 МПа (0,2–0,3 кгс/см^2), приводит к увеличению общего расхода масла, а часто и к переливам масла из демпферного бака. Увеличенный расход масла в сторону воздуха обычно сопровождается пропусками водорода – «эжектированием» его в картеры подшипников.

Перелив масла из демпферного бака приводит к нарастанию содержания кислорода в гидрозатворе вплоть до превышения допустимых значений.

Для своевременного выявления этих неисправностей рекомендуется при предремонтном обследовании использовать табл. 7-16, в которой приведен перечень эксплуатационных признаков, характеризующих ту или иную неисправность регулятора.

Таблица 7-16. Признаки и причины дефектов регулятора перепада давлений масла и водорода [17, 29]

Признак неисправности регулятора	Дефекты ремонта и эксплуатации регулятора			
	Заедание золотника регулятора	Перекрытие импульсной трубки по маслу или засорение шайбы на этой трубке	Перекрытие импульсной трубки по водороду или утечка водорода из регулятора	Неавтономность камер масла на входе регулятора, большие утечки между золотником и буксой
Прекращение вращения золотника регулятора (тип ДРДМ-12, ДРДМ-12М, ДРДМ-30, 2ДРД-10 и др.)	+	–	–	–
Понижение перепада давлений «масло-водород», понижение уровня масла в ДБ и появление сигнала «Уровень масла в ДБ низок» при нормальном давлении масла на входе в регулятор в процессе пуска генератора	+	+	+	+
Повышение перепада давлений «масло-водород» до перелива масла из бака или до появления сигнала «Уровень масла в ДБ высокий» при нормальном давлении масла на входе в регулятор в процессе останова генератора	+	+	–	+
Повышение перепада давлений «масло-водород» при нормальном давлении масла на входе в регулятор в стационарном режиме при номинальной частоте вращения	–	+	–	–
Понижение перепада давлений «масло-водород «при нормальном давлении масла на входе в регулятор в стационарном режиме при номинальной частоте вращения	–	–	+	–

Признак неисправности регулятора	Дефекты ремонта и эксплуатации регулятора			
	Заедание золотника регулятора	Перекрытие импульсной трубки по маслу или засорение шайбы на этой трубке	Перекрытие импульсной трубки по водороду или утечка водорода из регулятора	Неавтономность камер масла на входе регулятора, большие утечки между золотником и буксой
Повышение (устойчивое) перепада давлений «масло-водород» при одновременном включении двух источников	+	+	–	+
Понижение или повышение перепада давлений «масло-водород» при соответствующем искусственном плавном изменении в допустимых пределах давления масла на входе в регулятор	+	+	–	+
Заполнение маслом верхней камеры регулятора	–	–	+	+
Увеличение утечки водорода из генератора	–	–	+	–
Отсутствие изменения или незначительное изменение частоты вращения золотника при изменении давления масла на входе в регулятор	–	–	–	+
Увеличение или уменьшение перепада давлений «масло-водород» соответственно при понижении или повышении давления газа	+	–	+	–

Примечания:

Знак «+» означает наличие дефекта или возможность его появления, знак «–» означает отсутствие дефекта.

ДБ – демпферный бак

Заедание золотника регулятора перепада давлений масла и газа происходит из-за следующих дефектов изготовления и монтажа регулятора:

отклонения диаметров золотника и буксы, превышающие допуски;

значительные отклонения оси буксы от вертикали;

значительная шероховатость сопряженных поверхностей золотника и буксы;

загрязнение масла механическими частицами, соизмеримыми по размерам с зазорами между золотником и буксой.

Регуляторы, в конструкции которых не предусмотрено вращение золотника (РПД-14, ДРДМ-5 и др.), более подвержены его заеданию, но их надежность можно повысить путем ликвидации фасок на поршнях золотника. Наличие острых кромок на поршнях уменьшает затягивание механических частиц в зазор между буксой и золотником и снижает вероятность застревания золотника по причине недостаточной очистки масла.

Естественные утечки масла через кольцевой зазор между буксой и золотником в верхнюю газовую полость регулятора, сливающиеся затем через трубку обратной связи регулятора, создают масляный слой между днищем полости и нижним грузом. Прилипание груза к поверхности масляного слоя способствует застреванию золотника. Чтобы избежать этого, можно на обращенной к маслу поверхности груза выполнить кольцевые канавки или установить под нижний груз ограничитель высотой 2–3 мм.

Вращение золотника в значительной степени предотвращает его заедание из-за засорения зазора между золотником и буксой и тем самым повышает надежность регуляторов с вращающимся золотником по сравнению с регуляторами других типов. Как указано выше, вращение золотника является одним из признаков исправности этого узла регулятора. Если же золотник перестал вращаться, но режим работы уплотнений остался неизменным, то перепад давлений масла и водорода, как правило, сохраняется некоторое время, в течение которого могут быть приняты меры к устранению неисправности. Легкие удары по корпусу регулятора могут возобновить вращение золотника. В противном случае регулятор должен быть отключен и подвергнут ревизии.

Следует учесть, что прекращение вращения золотника еще не означает, что возникло заедание золотника, которое должно сопровождаться и другими признаками (см. выше). Золотник перестает вращаться, когда давление масла перед регулятором значительно снижается. В этом случае прекращение вращения золотника является одним из признаков неполадок в работе маслонасосов и оборудования схемы маслоснабжения на пути от маслонасосов до регулятора.

При включенном демпферном баке заедание золотника вызывает изменения уровня масла в баке при изменении давления масла на входе в регулятор. Чем меньше расход масла в уплотнениях, тем меньше меняется уровень масла в баке и перепад давлений масла и газа. Наличие переливной трубы ограничивает повышение перепада давлений.

Очевидно, что отклонения перепада давлений «масло-водород», связанные с заеданием золотника регулятора, несколько сглаживаются из-за изменения уровня масла в трубопроводе над демпферным баком. Происходит снижение этого уровня и расходование части масла при увеличении расхода масла (либо при увеличении давления газа) и повышение уровня при уменьшении расхода масла (либо при уменьшении давления газа). Подача дополнительного масла из демпферного бака облегчает режим работы уплотнений, поддерживая необходимые условия охлаждения баббита вкладышей.

Изменение перепада давлений масла и газа вследствие неисправности регулятора может быть отмечено только после установления нового уровня масла в демпферном баке (возможно, после некоторых колебаний уровня). Если же этот уровень станет ниже уставок реле уровня масла в демпферном баке, то сработает сигнализация, и технологическая защита обеспечит автоматическое отключение генератора и останов турбоагрегата.

Дефекты обратной связи регулятора по водороду обычно заключаются в засорении или перекрытии импульсной трубки и приводят к постепенному понижению перепада давлений масла и газа. Влияние демпферного бака в этих случаях аналогично описанному выше. Перекрытие импульсной трубки по водороду не всегда требует отключения регулятора. Если трубка заполнилась маслом, что может быть видно по наличию масла в верхней камере регулятора, то этот недостаток иногда удается устранить путем проверки и восстановления непрерывного уклона трубки в сторону слива, ликвидации подъема или провисания трубки. Когда такие меры не помогают и проверка показывает, что вентиль на импульсной трубке полностью открыт, необходимо отключить регулятор и произвести ревизию трубки и вентиля, в котором, возможно, разбухла или выступила резиновая уплотняющая прокладка.

Высотная отметка точки подключения обратной связи по водороду.

Специфические недостатки в работе регулятора перепада давлений масла и газа бывают вызваны неудачным подключением обратной связи по водороду. На заводских чертежах схем маслоснабжения уплотнений обычно не указывается высотная отметка места подключения этой обратной связи. Поэтому при монтаже это подключение выполняется не всегда так, как это необходимо сделать для нормальной работы регулятора. В схемах, где установлены гидрозатворы ЗГ-500, обратная связь по водороду регулятора перепада обычно подключается к камере в верхней части гидрозатвора, связанной по газу с корпусом генератора через сливной маслопровод уплотнения и с демпферным баком через переливную трубу последнего. Поскольку гидрозатвор ЗГ-500 обычно устанавливается на нулевой отметке, то место подключения обратной связи регулятора по водороду оказывается заведомо ниже общего сливного маслопровода подшипников, с которым связана нижняя часть гидрозатвора.

В процессе перехода с водорода на воздух при снижении давления газа в корпусе генератора ниже, чем значение, уравновешиваемое столбом масла в вертикальном трубопроводе, соединяющем нижнюю часть гидрозатвора со сливным маслопроводом подшипников, этот трубопровод и гидрозатвор начинают работать, как сообщающиеся сосуды. Уровень масла в гидрозатворе поднимается, масло заполняет гидрозатвор и трубопроводы, присоединенные к верхней его части, вытесняя газ в корпус генератора. При этом

разъединяются газовый объем корпуса генератора и газовые полости регулятора перепада давлений, демпферного бака, верхней части гидрозатвора. Это нарушает работу регулятора и приводит сначала к завышению, затем к занижению перепада давлений масла и газа. Когда давление газа в корпусе генератора становится равным атмосферному, уровень масла в трубопроводах над гидрозатвором, в том числе, в сливных маслопроводах уплотнений, располагается несколько выше сливного маслопровода подшипников.

Разъединение газовых полостей отрицательно влияет на работу регулятора перепада давлений масла и газа и при повышении давления газа в корпусе в процессе пуска турбогенератора. Так, если настройка регулятора на заданный перепад давлений с установкой соответствующих грузов проводилась при низком (атмосферном) давлении газа в корпусе генератора, то при повышении давления газа до номинального значения и снижении уровней масла в сливных маслопроводах и в гидрозатворе перепад давлений изменится и настройку регулятора придется менять.

Таким образом для нормальной работы регулятора перепада давлений масла и газа с неизменной настройкой в любых режимах по давлению газа необходимо исключить разъединение газового объема генератора и газовой полости регулятора. Для этого место подключения обратной связи по водороду регулятора перепада давлений масла и газа к трубе, выходящей из верхней точки гидрозатвора ЗГ-500, должно располагаться выше общего сливного маслопровода подшипников (на 0,2–0,3 м). При необходимости можно изменить этот узел путем монтажа дополнительной трубы Dy25, соединяющей газовую полость регулятора с гидрозатвором ЗГ-500 в соответствии с указанным выше требованием, при этом прежняя трубка обратной связи будет служить для слива масла, проникающего в газовую полость регулятора через кольцевой зазор между золотником и буксой.

В схемах, где установлены гидрозатворы ЗГ-30, иногда встречается неправильное подключение обратной связи по водороду регулятора перепада давлений масла и газа к верхней части гидрозатвора. Это также приводит к разъединению газового объема генератора и газовой полости регулятора и к забросам масла в генератор в переходных режимах. Чтобы это исключить, следует место подключения располагать выше общего сливного маслопровода подшипников, либо подключать обратную связь регулятора по водороду к сливному маслопроводу уплотнения в верхней точке.

Нарушение обратной связи по маслу вследствие перекрытия или засорения импульсной трубки обратной связи также приводит к отклонению от нормы перепада давлений масла и газа. Влияние демпферного бака в этих случаях аналогично описанному выше.

Как правило засоряется отверстие в дроссельной шайбе на импульсной трубке, ведущей к регулятору от маслопровода уплотнений, хотя обычно имеются сетки для защиты этого отверстия от засорения. Шайба устанавливается для демпфирования колебаний давления масла из-за чрезмерной чувствительности обратной связи. Для устранения засорения отверстия в шайбе требуется кратковременное отключение регулятора и ревизия импульсной трубки и шайбы. Утечки масла из импульсной трубки через трещину, неплотность штуцера или сварного шва, неплотность камеры обратной связи на дне регулятора приводят к повышению перепада давлений масла и газа. Место утечки обнаруживается визуально.

Этот дефект способствует повышению перепада давлений масла и газа. При необходимости такое повышение выполняется специально без перенастройки регулятора, например, чтобы избежать ускоренного износа баббита вкладышей в длительном режиме вращения вала устройством валоповорота (турбогенераторы серии ТГВ). Для этого создается регулируемый малый расход масла из камеры обратной связи по маслу в сливной маслопровод подшипников (через трубку с регулирующим вентилем Dy 10–15). При этом необходимо избегать перелива масла через переливную трубу демпферного бака. Нормальный перепад давлений восстанавливается путем закрытия указанного регулирующего вентиля.

Недостаточная автономность камер на входе и выходе регулятора приводит к большим утечкам масла между золотником и буксой. Следствиями и признаками недостаточной автономности камер являются:

- нестабильность (повышение и понижение) перепада давлений масла и газа при изменениях расхода масла и давления масла перед регулятором;
- заполнение маслом верхней (газовой) камеры регулятора;
- некоторая зависимость частоты вращения золотника от давления масла перед регулятором (с вращающимся золотником).

Недостаточная автономность масляных камер регулятора является следствием серьезных дефектов изготовления, обычно обнаруживаемых в процессе проверки впервые установленного регулятора: отклонений диаметров золотника и буксы выше допусков, раковин и других дефектов металла, деформации и повреждения уплотняющих прокладок, колец и т.п. Устранение этих дефектов как правило требует замены золотника или даже замены регулятора.

В некоторых случаях при ремонтах увеличивают зазоры между золотником и буксой с целью предотвратить заедание золотника при загрязненном масле, но такой способ «компенсации» загрязнения масла нельзя рекомендовать, так как недостаточная автономность масляных камер регулятора приводит к тем же нежелательным последствиям, что и заедание золотника.

Регулятор давления прижимающего масла имеет одну обратную связь – по прижимающему маслу. Для большей части регуляторов, находящихся в эксплуатации (РПМ-1, РДМ-17, РДМ-27), величина давления масла $p_м$ после регулятора постоянна.

Неправильная настройка регулятора прижимающего масла приводит либо к недостаточному усилию, прижимающему вкладыш к валу, либо к завышенному. Для проверки настройки достаточно определить фактические площадь поперечного сечения золотника S, массу груза $P_{гр}$ и массу золотника $P_{зол}$.

Равновесие усилий, действующих на золотник,

$$p_м S - g(P_{гр} + P_{зол}) = 0,$$

откуда ожидаемое давление масла после регулятора

$$p_м = g(P_{гр} + P_{зол}) / S.$$

Если измеренное давление масла после регулятора отличается от ожидаемого, это значит, что имеют место другие дефекты регулятора. Эти дефекты– заедание золотника, нарушение обратной связи по маслу, нарушение автономности камер и др. – аналогичны описанным выше дефектам регулятора перепада давлений уплотняющего масла и водорода, за исключением обратной связи по газу, которой в этом регуляторе не имеется.

Нарушение обратной связи по маслу чаще всего возникает вследствие засорения линии обратной связи или дроссельного устройства на входе в регулятор, в котором предусматривается дроссельная шайба с малым отверстием и устанавливаются сетки для защиты этого отверстия от засорения. При таком нарушении регулятор *завышает давление прижимающего масла*, и, если нет ограничителя хода золотника, завышенное давление может значительно превысить заданное значение давления, а это, в свою очередь, может привести к чрезмерному росту нагрузки на вкладыш и повреждению баббита.

Заедание золотника регулятора давления прижимающего масла возникает также вследствие засорения, т.е. при загрязненном масле. То же происходит при подаче масла от демпферного бака по трубопроводу с обратным клапаном, в котором при обычном эксплуатационном режиме масло не прокачивается и остывает, что приводит к накоплению шлама и загрязнению масла на этом участке. Так как давление на входе в регулятор при подаче масла от демпферного бака ниже, чем при нормальной подаче масла от маслонасоса, заедание золотника обязательно сопровождается *снижением давления прижимающего масла*, т.е. снижением усилия, прижимающего вкладыш, и увеличением расхода масла в уплотнениях. Для предотвращения этого дефекта в указанном обратном клапане выполняют отверстие диаметром 2 мм для постоянного протока и прогрева масла на этой линии.

Для нормальной работы регулятора давления прижимающего масла должен быть обеспечен расход масла через регулятор, так как регулятор, работающий по принципу регулирования «после себя» не может работать надежно в безрасходном режиме. В регуляторах РДМ-17 и РДМ-27 расход предусмотрен конструкцией регуляторов. В уплотнениях с регуляторами РПМ-14 такой расход обеспечивается через отверстие во вкладыше из камеры прижимающего масла (в картер основного подшипника). Об этом следует помнить при замене вкладышей. Диаметр указанных отверстий в уплотнениях должен быть не более заданного в чертежах (для турбогенераторов типа ТВВ-320-2 – не более 2 мм). При ремонте уплотнений следует проверить, не засорились ли эти отверстия, и при необходимости промыть их.

Поплавковый гидравлический затвор (ЗГ-500) «запирает» водород от его прорыва в общий сливной маслопровод подшипников турбоагрегата и далее – в главный маслобак. В этот маслопровод масло из гидрозатвора выбрасывается периодически под воздействием давления газа при открытии поплавкового клапана, который должен автоматически выпускать масло из гидрозатвора при повышении уровня масла и надежно перекрывать выходной патрубок при снижении этого уровня.

Неработоспособность поплавкового клапана – основная неисправность гидрозатвора (обычно вследствие заедания клапана поплавкового гидрозатвора или попадания масла в поплавок). Причины: дефекты монтажа, трещины поплавка и заполнение его маслом из-за дефектов изготовления, накопление осадка шлама и грязи в масле, деформация и смещение поплавка или деталей его крепления от прямого воздействия потока масла, особенно при переливе из демпферного бака. Последняя причина устраняется установкой в баке гидрозатвора ЗГ-500 защитного «козырька» над поплавком.

Прекращение слива масла из гидрозатвора из-за заедания клапана в закрытом положении обнаруживается по повышению уровня масла, о котором поступает сигнал от верхнего реле уровня гидрозатвора. Это может приводить:

а) к попаданию масла в генератор – вследствие нарушения нормального слива, повышения уровня масла в сливных трубопроводах и «выдавливания» загрязненного маслом водорода из сливных камер в корпус генератора;

б) к снижению уровня масла в трубе над демпферным баком и ложной работе технологической защиты на отключение турбогенератора; это происходит, когда нарушена нормальная связь по газу (в этом случае также нарушается работа регулятора перепада давлений масла и газа).

Заедание клапана устраняют легкими ударами по затвору, а избыток масла сливают, открыв сливной вентиль помимо клапана. Если не удается восстановить работоспособность гидрозатвора, то приходится периодически выпускать масло вручную, открывая байпасный вентиль помимо клапана.

Прорыв водорода в сливную систему подшипников турбоагрегата происходит вследствие заедания (зависания) клапана гидрозатвора в открытом положении. Такое нарушение сначала проявляется в понижении уровня масла в затворе и появлении сигнала от нижнего реле уровня в гидрозатворе. В этом случае необходимо закрыть вентиль на сливе масла из клапана и попытаться устранить дефект промывкой клапана маслом, накапливая масло и открывая вентиль, или легкими ударами по корпусу гидрозатвора. Если это не помогает, то работают с закрытым вентилем на сливе, периодически вручную выпуская масло, до ближайшей плановой остановки генератора, во время которой гидрозатвор должен быть отремонтирован.

Опыт показывает, что ручное регулирование уровня масла в гидрозатворе зачастую оказывается неуспешным из-за неприспособленности сливного запорного вентиля для такой операции и недостаточной тренированности персонала, поэтому длительная эксплуатация турбогенератора в таком режиме нежелательна. Для предупреждения опасных последствий целесообразно на трубопроводе слива из гидрозатвора установить дополнительный вентиль с электромагнитным приводом, действующим на закрытие вентиля по

сигналу от нижнего реле уровня гидрозатвора. Для слива масла из гидрозатвора вручную более подходит регулирующий вентиль.

Другие дефекты гидрозатвора – трещины маслоуказательного стекла, негерметичность резиновой прокладки фланца маслоуказательного стекла и т.п. – приводят обычно к такому нарушению газоплотности, которое не допускает дальнейшей эксплуатации турбогенератора, требуя вывода его в ремонт для устранения дефекта гидрозатвора.

Чтобы исключить вынужденные остановы энергоблока для устранения дефектов поплавкового гидрозатвора генератора, целесообразна установка резервного гидрозатвора.

7.4. Выбор конструкции уплотнения вала

Выбор зависит от того, какие требования к уплотнениям являются предпочтительными: надежность, газоплотность, экономичность, простота монтажа и ремонта, простота обслуживания и т.д. [17, 29]

Надежность масляных уплотнений имеет большое значение для обеспечения надежности эксплуатации турбогенератора в целом. Особенно это относится к торцевым уплотнениям, для которых снижение нормального перепада давления масла и газа и нарушения подачи масла приводят к повреждению баббита вкладышей, а часто и упорного диска ротора, нарушению газоплотности, т.е. к вынужденным остановам и аварийным ремонтам турбогенераторов. Необходимость аксиального перемещения вкладыша в корпусе вместе с упорным диском ротора (при изменениях нагрузки) также создает потенциальную возможность отказа узла. Для генераторов мощностью выше 500 МВт торцевые уплотнения не обеспечивают необходимую надежность из-за своей чувствительности к аксиальным перемещениям вала.

В этом смысле кольцевые уплотнения значительно более надежны. Снижение и даже прекращение подачи масла не приводит к их повреждению. Они нечувствительны к аксиальным перемещениям вала, что делает их предпочтительными для турбогенераторов большой мощности. Однако нарушения нормальной работы кольцевых уплотнений могут приводить к пропускам и выбросам водорода через уплотнения, к попаданию значительного количества масла в корпус генератора, загрязнению водорода.

Экономичность эксплуатации уплотнений определяется тем дополнительным расходом водорода, который требуется для поддержания необходимой чистоты (концентрации) водорода путем продувок генератора и восполнения уноса водорода маслом [29]. Чем менее газовый объем генератора и чем менее расход водорода на подпитку, тем более экономичны торцевые уплотнения по сравнению с кольцевыми, так как позволяют обеспечить значительно меньший расход масла в сторону водорода, а, следовательно, и меньший расход водорода. Такой же расход водорода при кольцевых уплотнениях может быть обеспечен при условии некоторых усложнений схемы маслоснабжения (вакуумная очистка масла, вывод сливающегося масла из соприкосновения с водородом и др.). Поэтому экономичность уплотнений следует рассматривать только в комплексе с системой маслоснабжения уплотнений, с системой водородного охлаждения и даже с общестанционной системой обеспечения водородом. Многие электростанции за рубежом предпочитают торцевые уплотнения из-за высокой стоимости водорода или применяют кольцевые уплотнения с вакуумной очисткой масла (от воздуха и влаги).

Простота монтажа и ремонта, простота обслуживания – эти факторы также должны рассматриваться для конкретных конструктивных исполнений обоих основных типов уплотнений в комплексе с системой маслоснабжения уплотнений и с системой водородного охлаждения генератора.

Опасность нарушения газоплотности узла вследствие перерыва в подаче масла для торцевых и кольцевых уплотнений различна. Даже когда баббит плавится, вкладыши торцевых уплотнений остаются прижатыми к валу, площадь выходного сечения между

вкладышем и валом существенно снижена, поэтому водород выходит в картеры подшипников при значительно сниженном давлении. Однако перекос и застревание торцевого вкладыша при его аксиальном перемещении может приводить к залповому выбросу водорода в картер подшипника и последующему возгоранию или взрыву. В кольцевых уплотнениях площадь поперечного сечения зазора между вкладышем и валом не снижается при падении давления масла, и давление водорода в картере подшипника может повышаться значительно – струя водорода «бьет» вдоль вала.

Очень редко, но возникает аварийная ситуация с катастрофическим разуплотнением генератора и пожаром по причинам, как правило, не связанным с уплотнениями (поломка вала, повреждение уплотняющей резины в щитах, крышках, люках и т.п.). Известно, что наиболее действенным способом предотвращения развития такой аварии и снижения ущерба от пожара является прекращение поступления водорода и масла в очаг возгорания за максимально короткое время. Это возможно, если осуществить ускоренный аварийный выброс водорода из генератора в атмосферу (только после отключения генератора от сети!). Выброс водорода должен сопровождаться подачей инертного газа в зоны разуплотнения. После снижения давления газа в генераторе до 0,05 МПа может быть прекращена подача масла в уплотнения.

Существующая штатная газовая схема турбогенераторов не обеспечивает быстрого выброса водорода в атмосферу и автоматической подачи инертного газа. Однако разработаны различные варианты схем аварийного выброса водорода через специальный трубопровод и клапан с дистанционным управлением. Имеются также разработки автоматических схем выброса водорода. Основные условия реализации автоматических схем, исключающие ложный выброс водорода [29]:

1) наличие автоматического сбросного клапана большого сечения; требования к безотказности клапана – вероятность отказа в аварийной ситуации не выше 0,001, вероятность ложных срабатываний не выше 0,0001;

2) правильный выбор параметра, рост которого должен привести к срабатыванию схемы аварийного выброса водорода, и аварийной уставки;

3) обеспечение высокой достоверности контроля этого параметра.

Раздел восьмой

ВОЗБУДИТЕЛИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ. РЕМОНТ КОЛЛЕКТОРНЫХ И БЕСЩЕТОЧНЫХ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ

8.1. Особенности конструкции и технические данные возбудителей

Устройства, питающие обмотку ротора турбогенераторов постоянным током, называются возбудителями, а комплекс, состоящий из возбудителя, регулятора возбуждения, устройств автоматики и коммутации, называется системой возбуждения генератора.

До начала 50-х годов прошлого века выпускались электромашинные возбудители – коллекторные генераторы постоянного тока, приводимые во вращение, в основном, от вала турбогенератора.

У турбогенераторов серии Т2 с воздушным охлаждением имелась своя серия возбудителей В4: четырехполюсные шунтовые генераторы с самовозбуждением и регулирующими полюсами мощностью от 30 до 220 кВт, открытого типа [2]. Для турбогенераторов мощностью до 24 МВт предусматривалось фланцевое присоединение якоря возбудителя консольно к торцу ротора. Станина была закреплена отдельно на фундаментной плите. Возбудители турбогенераторов 25 и 50 МВт снабжались задним поддерживающим подшипником. Возбудитель 220 МВт для турбогенератора 100 МВт работал с подвозбудителем.

В целях повышения мощности и надежности возбудителей, их дальнейшего применения для турбогенераторов с водородным охлаждением была создана серия возбудителей ВТ [2] (рис. 8-1).

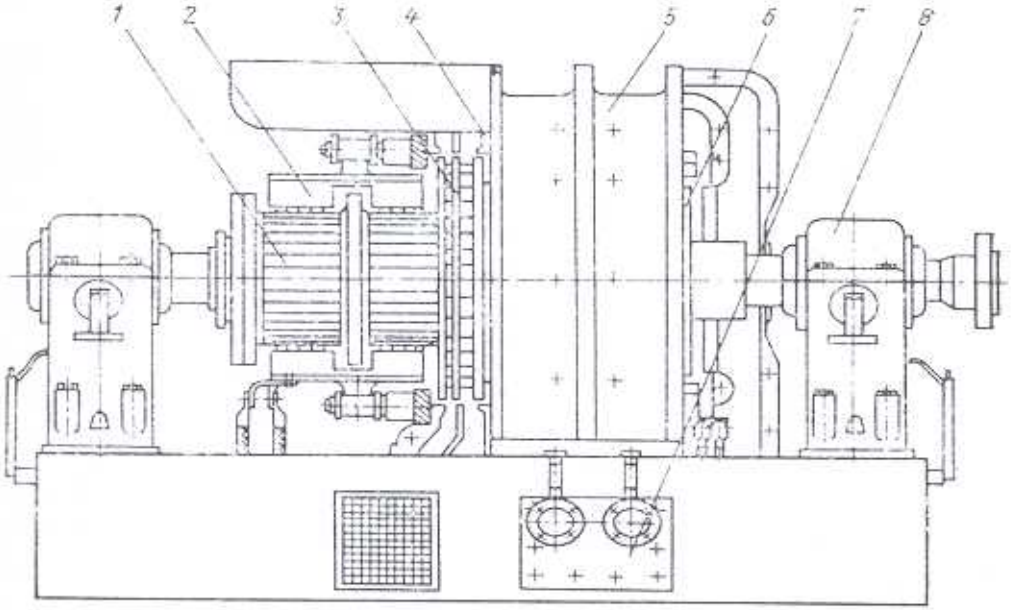


Рис. 8-1. Возбудитель типа ВТ (продольный разрез) [1]:
1 – коллектор; 2 – траверса с бракетами щеткодержателей; 3 – вентилятор; 4 – диффузор; 5 – магнитная система; 6 – якорь; 7 – воздухоохладитель; 8 – подшипник

Якорь возбудителя ВТ соединяется с ротором генератора посредством пружинной эластичной муфты; он опирается на два самостоятельных подшипника. Вентиляция электромашинных возбудителей осуществляется встроенными вентиляторами.

Возбудители ВТ-50-3000 и ВТ-75-3000 имеют разомкнутую систему вентиляции с забором газа из машинного зала. В возбудителях для турбогенераторов 25 МВт и выше (ВТ-120-3000 и большей мощности) предусмотрен замкнутый цикл охлаждения. В возбу-

дителях серии ВТ мощностью до 470 кВт имеются один или два встроенных воздухоохладителя с независимой системой охлаждения магнитной системы и коллектора во избежание значительного загрязнения щеточной пылью магнитной системы.

Предельная мощность возбудителя зависит от частоты вращения [4]:

Мощность, кВт	3000	2000	1200	600
Частота вращения, мин$^{-1}$	750	1000	1500	3000

Далее в табл. 8-1, 8-2, 8-3 приведены основные данные возбудителей серии ВТ.

Таблица 8-1. Основные параметры возбудителей серии ВТ [1]

Возбудитель	$P_{длит}$, кВт	$U_{ном}$, В	Потолочное значение U, В	КПД при номинальной нагрузке, %	Число полюсов, [1] шт.	Зазор под полюсами[2], мм	Шунтовой регулятор	Масса, кг	С какими генераторами комплектуется
ВТ-50-3000	50	150	220	88	4/4	3,5/5,0	РЗВ 31Б	1470	Т2-6-2
ВТ-75-3000	75	230	300	82	4/4	3,5/5,0	РЗВ 41В	1185	Т2-12-2
ВТ-120-3000	120	230	350	90	4/4	3,5/5,0+ +2,0[3]	РЗВ 41В	2750	ТВ2-30-2 ТГВ-25
ВТ-170-3000	170	230	450 [4]	90	4/4	3,5/7,0	РЗВ 41В	4500	ТВ-60, ТВС-30, ТВ-2
ВТ-300-3000	300	400	650	91,5	4/4	3,5/8,5	РВМ-1Б	5840	ТВ2-100-2 ТВ2-150-2
ВТ-450-3000	470	280	480	91,5	6/6	4,5/11	РВМ-1Б	6700	ТВФ-60-2 ТВФ-100-2
ВТ-99/47-7	970	500	840	93,4	8/8	5/16+ +4[3]	РВМ-2Б	–	–
ВТ-174	990	470	840	92,4	8/8	4/18+ +12[3]	РВМ-2Б	–	–
ВТ-1600А	1600	465	840	92,5	8/8	5/18,5+ +2[3]	РВМ-2Б	–	–

[1] В числителе приведено количество основных полюсов, в знаменателе – дополнительных.
[2] В числителе – зазор под основным полюсом, в знаменателе – под дополнительным.
[3] Толщина немагнитных прокладок под полюсом.
[4] При включенном добавочном резисторе с сопротивлением 27 Ом.

Таблица 8-2. Технические данные коллекторов и щеток возбудителей ВТ

Возбудитель	Номинальные электрические параметры			Данные коллектора и щеток				
	$P_{длит}$, кВт	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А	Диаметр коллектора, мм	Длина рабочей части коллектора, мм	Количество пластин коллектора	Количество бракетов и щеток	Размер сечения щетки, мм
ВТ-50-3000	50	150	333	170	160	65	4x4	20x30
ВТ-75-3000	75	230	325	170	160	65	4x4	20x30
ВТ-120-3000	120	230	520	205	2x140	92	4x6	20x30
ВТ-170-3000	170	230	740	300	2x160	124	4x8	25x30
ВТ-300-3000	300	400	750	300	2x160	124	4x8	25x30
ВТ-450-3000	470	280	1680	375	2x177	150	6x7	2x(15x30) [1]
ВТ-99/47-7	970	500	1940	780	330	444	8x7	2x(15x32)
ВТ-174	990	470	2100	780	330	444	8x7	12,5x32
ВТ-1600А	1600	465	3200	850	330	444	8x7	25x32

[1] Щетки разрезной конструкции

Над коллектором возбудителей ВТ установлена траверса, свободно перемещаемая в тангенциальном направлении для установки нейтрали. К траверсе прикрепляются щеточные бракеты в виде стальных полос, изолированные от траверсы и шунтируемые медными шинами. На бракетах устанавливаются щеткодержатели радиальные типа ДГ (рис. 8-2, табл. 8-3) [1].

Таблица 8-3. Щеткодержатели типа ДГ (рис. 8-2)

Размеры, мм	Размеры щетки, мм				
	20x32x40	25x32x40	20x30x40	25x30x40	30x30x40
b	$20^{+0,045}$	$25^{+0,045}$	$20^{+0,045}$	$25^{+0,045}$	$30^{+0,05}$
l	$32^{+0,05}$	$32^{+0,05}$	$30^{+0,05}$	$30^{+0,05}$	$30^{+0,05}$
L	36	36	34	34	34
B	60	62,5	58	60,5	63

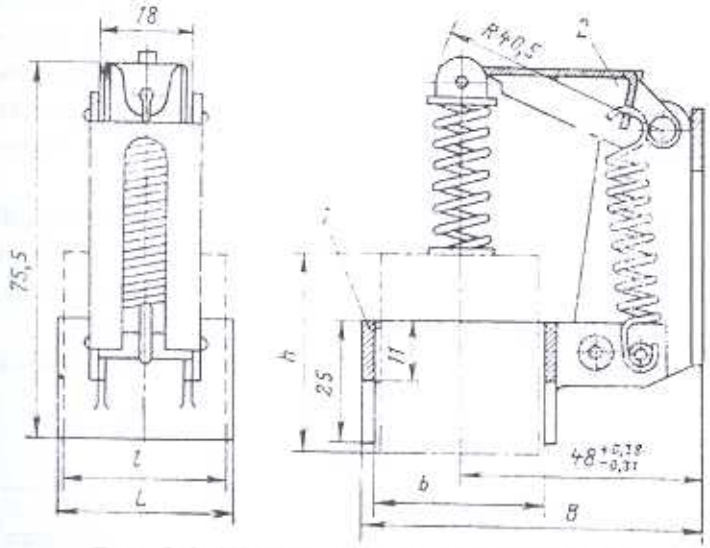


Рис. 8-2. Щеткодержатель радиальный типа ДГ; основные размеры:
1 – обойма; 2 – нажимный механизм

Для возбудителей ВТ рекомендуется применять электрографитированные щетки марок ЭГ-4, ЭГ-14 или ЭГ-74. Давление на рабочую поверхность щетки должно быть в пределах 20–25 кПа.

Поскольку мощность возбуждения составляет около 0,4% мощности генератора, то для турбогенераторов мощностью 200 МВт и выше практически невозможно создать коллекторный возбудитель, непосредственно соединенный с валом генератора для частоты вращения 3000 мин$^{-1}$ [4].

Была выпущена партия турбогенераторов типа ТГВ-300 с коллекторными возбудителями марки ВТ-1600, соединенными с валом генератора через понижающий редуктор (3000/753 мин$^{-1}$).

Для резервных возбудителей обычно применяются тихоходные коллекторные возбудители с приводом от отдельного электродвигателя.

Дальнейшее развитие систем возбуждения [4] пошло по пути использования в качестве возбудителей генераторов переменного тока повышенной частоты с выпрямлением тока с помощью управляемых и неуправляемых преобразователей. Получили развитие системы самовозбуждения также с управляемыми и неуправляемыми преобразователями. Были созданы и внедрены автоматические регуляторы возбуждения сильного действия АРВ-СДП и АРВ-СДП1.

Для турбогенераторов серии ТВВ мощностью от 165 до 500 МВт был разработан и поставлялся в качестве возбудителя высокочастотный индукторный генератор серии ВГТ с высокочастотным подвозбудителем.

Возбудитель серии ВГТ собран на сварной фундаментной плите. Синхронный генератор ВГТ соединяется непосредственно с валом ротора (рис. 8-3) через торсионный валик и имеет два стояковых подшипника скольжения. Корпус статора – сварной неразъемный со встроенными четырьмя вертикальными воздухоохладителями (ВО). Сердечник статора собран из сегментов электротехнической стали толщиной 0,35 мм. Для охлаждения в сердечнике имеются аксиальные каналы круглого сечения, а в середине – радиальные каналы для выхода воздуха. В статоре генератора ВГТ предусмотрено несколько обмоток (рис. 8-4):

рабочая трехфазная обмотка переменного тока, выполненная из высокочастотного провода прямоугольного сечения, с выводами С1–С6, расположенными внизу под статором;

последовательная обмотка возбуждения, состоящая из четырех катушек, соединенных параллельно и уложенных в пазах сердечника, расположенных под углом 90 друг к другу, с выводами И1 и И2 также под статором;

независимые обмотки возбуждения (поверх последовательной обмотки в тех же пазах), питаемые от автоматического регулятора возбуждения (АРВ); выводы 1Ш1, 1Ш2, 2Ш1, 2Ш2 находятся на клеммной доске внизу на внешней стороне обшивки статора.

Ротор возбудителя не имеет обмотки, на валу насажен шихтованный пакет, набранный из листов высоколегированной стали и сжатый нажимными кольцами из немагнитной стали.

Система охлаждения генератора ВГТ – воздушная замкнутая, с двумя центробежными вентиляторами на валу, обеспечивающими циркуляцию воздуха через каналы статора, зазор между статором и ротором и через воздухоохладители.

В качестве подвозбудителя используется трехфазный синхронный генератор ГСПМ 30/400 (в ранних выпусках ГСП-4,5) с постоянными магнитами на роторе и рабочей трехфазной обмоткой на статоре. Ротор подвозбудителя присоединяется к ротору возбудителя через торсионный валик. Подвозбудитель установлен на фундаментной плите возбудителя на специальной изолированной подставке и имеет два подшипника скольжения, встроенные в щиты. Вентиляция – вытяжная с разомкнутым циклом.

Подшипники скольжения возбудителей имеют принудительную смазку от масляной системы турбины. Подшипники электрически изолируются от фундаментной рамы и от маслопроводов. Напорные и сливные патрубки изолируются как от стояка подшипника, так и от труб маслопроводов.

Технические данные возбудителей ВГТ приведены в табл. 8-4, а подвозбудителей – в табл. 8-5.

Таблица 8-4. Технические данные возбудителей серии ВГТ [1]

Возбудитель	Мощность длительная, кВ·А	Мощность кратковременная, кВ·А	Напряжение длительное, В	Напряжение кратковременное, В	Ток длительный, А	Ток кратковременный, А	Коэффициент мощности	Частота, Гц	КПД %	Количество ВО	Давление воды в ВО, 10^{-5} Па	Масса возб. с плитой, т
ВГТ-450-500	340	980	280	560	700	1010	0,87	500	83,8	2	3	
ВГТ-2500-500[1]	1250	4200	435	795	1920	3040	0,87	500	88,5	4	3	
ВГТ-2700-500[2]	1420	4750	370	675	1680	4040	0,87	500	89,1	4	3	26
ВГТ-4500-500	2180	7250	525	958	2220	4360	0,87	500	90,7	4	3	
ВГТ-5000-500[3]	2780	9200	540	980	2970	5400	0,87	500		4	4,5	36

[1] Для турбогенераторов типа ТВВ-165-2.
[2] Для турбогенераторов типа ТВВ-220-2А.
[3] Для турбогенераторов типа ТВВ-500-2.
ВО – воздухоохладитель.

Технические данные подвозбудителя ГСПМ 30/400-У3:

Мощность активная, кВт	30
Мощность кажущаяся, кВ·А	37,5
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение, В	400 / 230
Ток статора, А	54 / 93,5
Частота, Гц	400
Частота вращения, $мин^{-1}$	3000
Сопряжение фаз	«звезда-треугольник»
Масса подвозбудителя, т	0,65

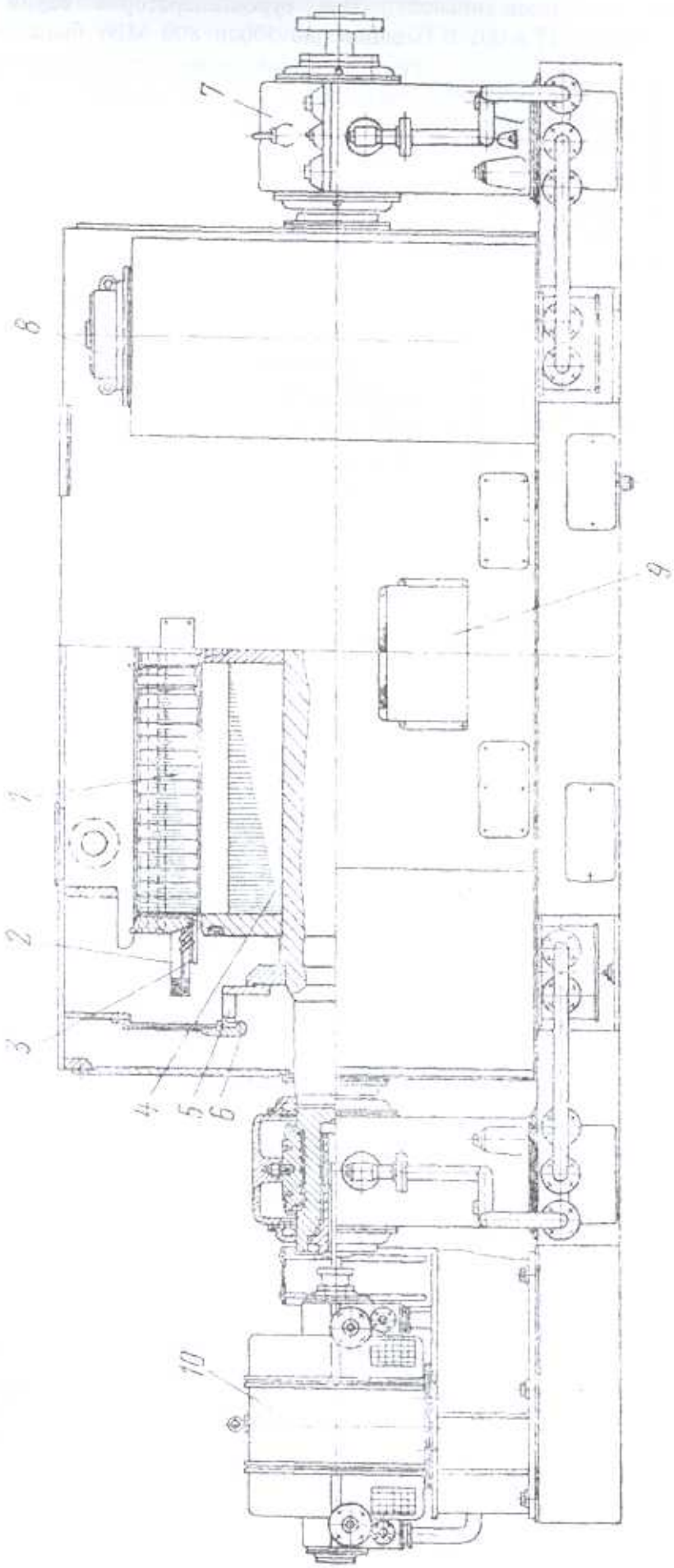


Рис. 8-3. Возбудитель типа ВГТ [1];

1 – статор, *2* – обмотка возбуждения, *3* – рабочая обмотка, *4* – ротор, *5* – вентилятор, *6* – диффузор, *7* – подшипник, *8* – воздухоохладитель, *9* – панель выводов, *10* – подвозбудитель

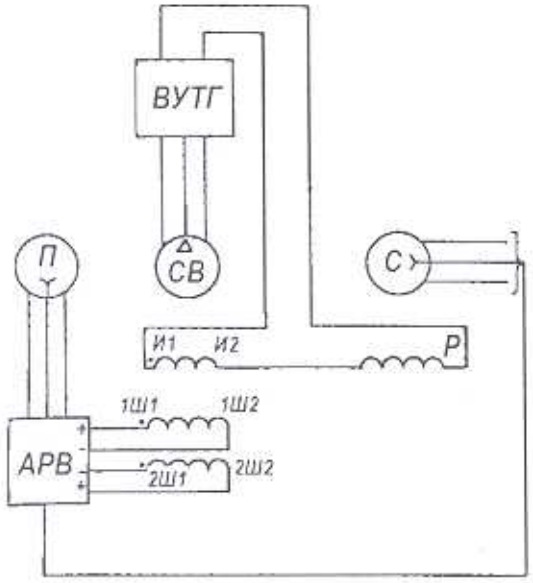


Рис. 8-4. Схема соединений обмоток ВГТ:
С – статор турбогенератора, Р – обмотка ротора турбогенератора, СВ – рабочая обмотка статора ВГТ, ВУТГ – выпрямительная установка, И1, И2 – последовательная обмотка возбуждения, 1Ш1-1Ш2, 2Ш1-2Ш2 – независимые обмотки возбуждения, П – подвозбудитель, АРВ – автоматический регулятор возбуждения

Для турбогенераторов серии ТВВ мощностью 500 и 800 МВт была создана система независимого тиристорного возбуждения с использованием в качестве возбудителя вспомогательного синхронного генератора с частотой 50 Гц, ротор которого присоединен непосредственно к валу турбогенератора. Переменный ток возбудителя выпрямляется при помощи тиристорных преобразователей. Такой возбудитель (ВТ-6000-2) подробно описан в разделе 10.

Турбогенераторы ТГВ-200 и ТГВ-300 завода «Электротяжмаш» снабжены системой самовозбуждения с последовательно включенными трансформаторами и ионными выпрямителями. Характерные особенности этой системы и используемая аппаратура и оборудование представлены в табл. 8-5 и 8-6.

Для тех же типов генераторов применяется тиристорная система самовозбуждения. Система выполнена с тиристорами, соединенными в две группы: рабочую и форсировочную. Выпрямление осуществляется по трехфазной мостовой схеме. Питание выпрямителей осуществляется от выпрямительного трансформатора, подсоединенного к выводам генератора, и от трансформатора, включенного последовательно с обмоткой статора генератора.

Используемая для турбогенераторов ТГВ-500 и на ряде генераторов ТГВ-300 тиристорная система независимого возбуждения выполнена с тиристорами по схеме, аналогичной для системы самовозбуждения. Питание выпрямителей осуществляется от вспомогательного генератора переменного тока, сочлененного с валом основного генератора. В качестве вспомогательного используется синхронный генератор типа СТВ-12А (√3x455/273В, 2750 А).

Таблица 8-5. Ионная система самовозбуждения турбогенераторов [1]

Генератор	Система возбуждения	Система выпрямления	Преобразователь
ТГВ-200, ТГВ-200М	Самовозбуждение параллельное	Две группы вентилей по схеме: две обратные звезды с уравнительным реактором	2хРМВ-250/2,5 или 2хЭВУ-250/2,5
ТГВ-200	Самовозбуждение с последовательным трансформатором	Две группы вентилей по трехфазной мостовой схеме	ВКДП-200 и ВК2-200
ТГВ-300	То же	Две группы вентилей по схеме: две обратные звезды с уравнительным реактором	2ЭВПУ-500/2,5х6

Таблица 8-6. Аппаратура и оборудование ионной системы возбуждения турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 [1]

Турбогенератор	Число вентилей	Защита от обратного тока	Аппарат для гашения поля	Трансформатор трехфазный с встроенным уравнительным реактором	Трансформатор регулировочный	Кратность предельного значения напряжения возбуждения
ТГВ-200, ТГВ-200М	12	ВАБ-10	АГП-30	УТМРУ-3500/35	ОСВ -3333П	2,5
ТГВ-200	72, 48	ВАБ-43	АГП-30	Т МП-3200/20	ОСВ -3333П	2,0
ТГВ-300	12	ВАБ-43	АГП-30	УТМРУ-6300/35	ОСВ-3333-1	2,5

Бесщеточные системы возбуждения.

С ростом мощности турбогенераторов значительно возрастают токи возбуждения, достигая 7000–8000 А при мощностях 1000–1200 МВт. Передача таких токов в обмотку ротора при помощи щеточно-контактного аппарата крайне затруднительна. Поэтому для турбогенераторов большой мощности применяются бесщеточные диодные системы возбуждения (СБД), позволяющие исключить скользящий контакт в цепи обмотки ротора.

Основное оборудование СБД – это бесщеточный возбудитель диодный (БВД), состоящий из вспомогательного синхронного генератора обращенного типа и диодного вращающегося выпрямителя с вентильными колесами положительной и отрицательной полярности (рис. 8-5), тиристорные преобразователи (рабочий и резервный), автоматический регулятор возбуждения, автомат гашения поля, разрядник, устройства контроля и защиты.

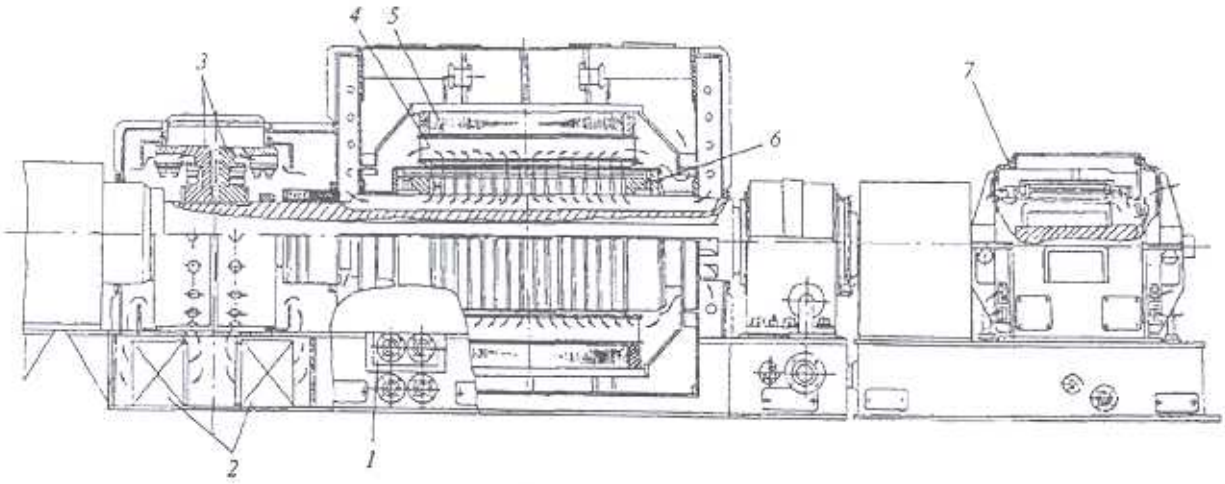


Рис. 8-5. Синхронный обращенный генератор БВД-4000-3000 с индукторным подвозбудителем ВГТ-200-500 П турбогенератора ТВВ-1200-2 [6]:
1, 2 – воздухоохладители, 3 – вентильные колеса вращающегося выпрямителя, 4 –полюс с обмоткой возбуждения, 5 – ярмо, 6 – якорь, 7 – подвозбудитель

Регулирование возбуждения турбогенератора осуществляется управлением током обмотки возбуждения возбудителя. Питание обмотки возбуждения постоянным током осуществляется либо от подвозбудителя (индукторного генератора с постоянными магнитами, рис. 8-5), либо от выпрямительного трансформатора, подключенного к шинам генераторного напряжения блока. Последний вариант соответствует современному исполнению СБД (рис. 8-6).

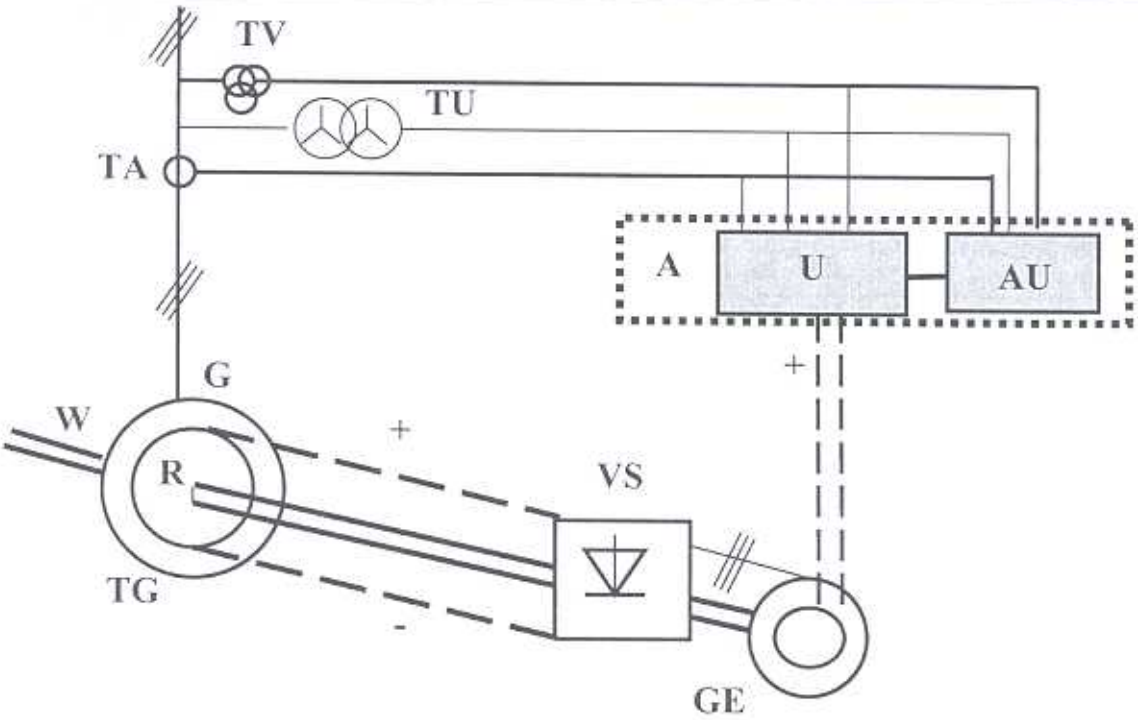
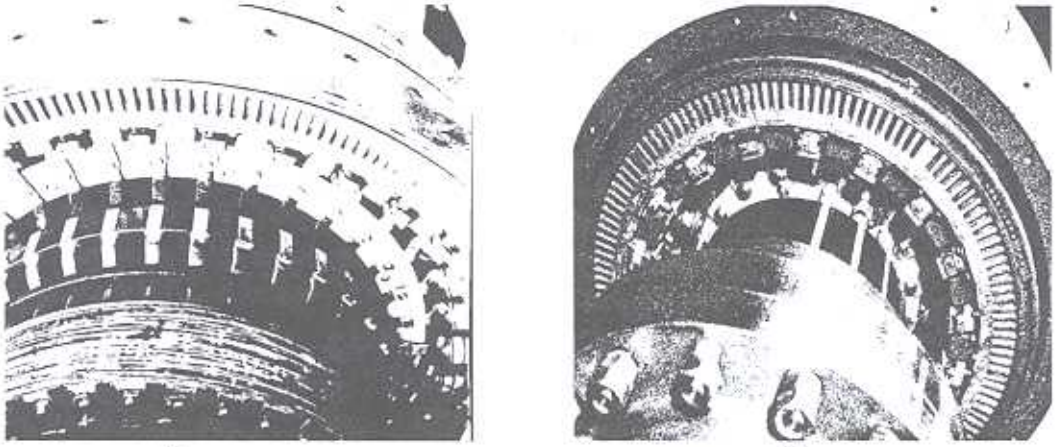


Рис. 8-6. Бесщеточная диодная система возбуждения с тиристорным возбуждением возбудителя (одномашинное исполнение). Укрупненная структурная схема:
TG – турбогенератор; W – вал ротора; R – ротор; TU – выпрямительный трансформатор возбудителя; A – преобразовательно-регулирующий канал (рабочий и резервный), в составе которого: U – тиристорный преобразователь; AU – автоматический регулятор возбуждения; TV – трансформатор напряжения; TA – трансформатор тока; GE – синхронный генератор обращенного типа; VS – вращающийся выпрямитель

От обмотки переменного тока якоря возбудителя ток подводится к вращающемуся выпрямителю при помощи шин и шпилек, соединенных болтовыми соединениями. Вращающийся выпрямитель собран по трехфазной мостовой схеме. В каждом плече моста включены параллельно группы роторных диодов Д105-630 с предохранителями ПП-71 и комплектами R-C цепочек. Элементы вращающегося выпрямителя размещаются на двух вентильных колесах (положительной и отрицательной полярности), изолированных от вала и друг от друга. На каждом вентильном колесе размещены кольцевые радиаторы, служащие для отвода тепловых потерь, выделяемых вентилями.

На рис. 8-7 показан вращающийся выпрямитель с роторными диодами на вентильных колесах, на рис. 8-8 – роторный диод.



а) *б)*

Рис. 8-7. Вид вентильного колеса:
а) со стороны переменного тока, *б)* со стороны постоянного тока (от полумуфты)

Рис. 8-8. Роторный диод Д105-630

Токоподводы выпрямленного тока выполнены в виде изолированных шпилек, одни концы которых ввернуты в резьбовые отверстия вентильных колец, а другие в зоне полумуфты соединены с шинами токоподвода. Эти шины обеспечивают передачу выпрямленного тока в ротор турбогенератора через клиновое соединение токоподводов ротора и якоря возбудителя, находящееся внутри жесткой полумуфты (рис. 2-30 в разделе 2).

В двухполюсных турбогенераторах типа ТВВ-1000-2, как и в генераторе ТВВ-1200-2, имеются возбудители, состоящие из двух синхронных обращенных генераторов типа БВД-4000-3000, якоря которых присоединены последовательно к валу ротора генератора. Их цепи постоянного тока соединены также последовательно. В качестве возбудителя для четырехполюсных турбогенераторов типа ТВВ-1000-4 используется один синхронный обращенный генератор типа БВД-4600-1500.

Замена устаревших возбудителей и систем возбуждения стала весьма актуальной в последние годы.

Описанные выше электромашинные возбудители постоянного тока ВТ сняты с производства. Вместо них завод-изготовитель предлагает независимые диодные системы возбуждения (СДН) с индукторным возбудителем типа ВТД, в корпус которого встроен диодный выпрямитель. Этот возбудитель размещается на старом фундаменте возбудителя постоянного тока. Возбудители ВТД 120-3000 предназначены для турбогенераторов мощностью до 40 МВт, возбудители ВТД 470-3000 – для турбогенераторов мощностью от 60 до 120 МВт.

Взамен снятых с производства высокочастотных систем возбуждения с возбудителями ВГТ (генераторы 100–500 МВт) и устаревших независимых тиристорных систем возбуждения (генераторы 500–800 МВт) завод-изготови-тель поставляет усовершенствованные современные системы возбуждения:

тиристорные системы параллельного самовозбуждения (СТС) с выпрямительным трансформатором;

современные независимые тиристорные системы (СТН) со вспомогательным синхронным генератором (ВТ).

Для турбогенераторов 800 и 1000 МВт поставляются усовершенствованные бесщеточные диодные системы возбуждения (СБД) с бесщеточным диодным возбудителем БВД.

Все новые системы выполняются со стопроцентным резервированием преобразовательного канала, с унифицированными цифровыми регуляторами возбуждения АРВ-М, микропроцессорным комплексом защит, цифровыми системами мониторинга.

Основные характеристики систем возбуждения и их составляющих приведены в табл. 8-7, 8-8 и 8-9 [32].

Таблица 8-7. Современные системы возбуждения и их применимость

Тип системы возбуждения	Предел по напряжению возбуждения, В	Предел по току возбуждения, А	Наличие вспомогательного генератора	Наличие выпрямительного трансформатора
СТС	500	3500	Нет	Есть
СТН	600	4000	Есть (табл.8-8)	Есть
СБД	600	8000	Есть (табл.8-9)	Нет

Таблица 8-8. Вспомогательные синхронные трехфазные генераторы для СТН

Тип возбудителя	Мощность (длит./форс.), кВт	Напряжение, В	Частота тока, Гц	Частота вращения, мин$^{-1}$
ВТ-4000-2У3 (для ТВВ-220-2ЕУ3)	2160 /3870	520	50	3000
ВТ-4000-2У3 (для ТВВ-320-2ЕУ3)	3100 / 5530	560	50	3000
ВТ-5000-2У3	2130 / 7610	830	50	3000
ВТ-6000-2У3 (для ТВВ-800-2У3)	2850 /9560	940	50	3000

Таблица 8-9. Вспомогательные обращенные синхронные генераторы для СБД с диодным вращающимся выпрямителем на валу

Тип возбудителя	Мощность (длит./форс.), кВт	Напряжение (длит./форс.), В	Частота тока, Гц	Частота вращения, мин$^{-1}$	Для турбогенератора	Количество возбудителей в СБД
БВД-4000-3000	4000 / 16000	530 / 1060	150	3000	ТВВ-1000-2	2
БВД-4600-1500	4000 / 13200	518 / 940	150	1500	ТВВ-1000-4	1
БВД-3400-3000	4000 /16000	480 / 560	250	3000	ТВВ-1000-2	1
БВД-2100-3000	2080 /6800	520 / 950	150	3000	ТВВ-500-2	1

В качестве резервного возбуждения на электростанциях используются обычно отдельно стоящие агрегаты, состоящие из асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором с частотой вращения 750–1000 мин$^{-1}$ (типов ДА, АДН, ДАЗ) и генератора постоянного тока типа ГПС.

8.2. Типовой ремонт коллекторных возбудителей турбогенераторов

Предремонтное обследование возбудителя проводится для оценки его состояния в различных эксплуатационных режимах и определения ряда показателей, описанных ниже [1].

Искрение щеток на коллекторе является показателем качества коммутации, от которого, в основном, зависит эксплуатационная надежность и фактический срок службы возбудителя. Степень искрения оценивается количественными показателями в соответствии с табл. 8-10. Для возбудителей турбогенераторов допустимая степень искрения при нагрузке – $1^1/_4$, а в режиме форсировки возбуждения – $1^1/_2$. От степени искрения и его причин зависит необходимый объем ремонтных работ. При допустимом искрении под щетками на всех режимах нагрузки и равномерном износе коллектора без обгорания его рабочей поверхности коммутацию машины считают хорошей и объем работ не должен превышать объема типового ремонта. Нормальным износом коллектора следует считать уменьшение его диаметра в течение года эксплуатации на 1,0–1,5 мм.

Таблица 8-10. Класс коммутации (по ГОСТ 183-74)

Степень искрения (класс коммутации)	Характеристика степени искрения	Состояние коллектора и щеток
1	Отсутствие искрения	Отсутствие почернения на коллекторе и следов нагара на щетках
$1^1/_4$	Слабое точечное искрение под небольшой частью края щетки	То же

Степень искрения (класс коммутации)	Характеристика степени искрения	Состояние коллектора и щеток
$1\frac{1}{2}$	Слабое искрение под большей частью края щетки	Появление следов почернения на коллекторе и следов подгара на щетках, легко устраняемых протиранием поверхности коллектора бензином
2	Искрение под всем краем щетки. Допускается только при кратковременных толчках нагрузки и перегрузке	Появление следов почернения на коллекторе, не устраняемых протиранием поверхности бензином, а также подгар и частичное разрушение щеток
3	Значительное искрение под всем краем щетки с наличием крупных и вылетающих искр. Допускается только для моментов прямого включения или реверсирования машин, если при этом коллектор и щетки остаются в состоянии, пригодном для дальнейших работ	Значительное почернение на коллекторе, не устраняемое протиранием поверхности коллектора бензином, а также подгар и разрушение щеток

Вибрация щеток характеризует качество контакта щеток с коллектором, во многом определяющее качество коммутации. Допустимая величина вибрации щеток при частоте вращения 3000 об/мин – не более 70 мкм [1].

Качество работы системы охлаждения определяет нагревы основных узлов возбудителя, влияющие на сроки старения изоляции и на качество коммутации, которая ухудшается при повышении температуры коллектора и щеток. Наиболее распространенные дефекты системы охлаждения:

снижение эффективности работы воздухоохладителей из-за засорения (заиливания) внутренней поверхности трубок охладителя;

присосы (перетоки) через уплотнения воздухоохладителей в корпусе фундаментной рамы возбудителя, в результате чего часть воздушного потока попадает в корпус возбудителя, минуя охладители.

Опыт перевода обмотки возбуждения генератора на питание от резервного возбудителя и обратно позволяет оценить степень совпадения нагрузочных характеристик обоих возбудителей, которые могут в значительной степени меняться от качества регулировки и сборки. Нагрузочные характеристики следует сравнивать до и после ремонта.

Разборка и ремонт возбудителя [1].

Проверка центровки. Перед разборкой возбудителя проверяют его центровку относительно ротора турбогенератора с учетом разности толщины масляных пленок опорных подшипников ротора генератора и возбудителя, а также теплового расширения их стульев.

Проверка установки щеток. Проверяют установку щеток в нейтральное положение. Отклонение от нейтрали бывает следствием ошибки предыдущей сборки возбудителя, если щетки были установлены в нейтральное положение непосредственно после их притирки абразивной шкуркой без последующей приШлифовки на вращающемся коллекторе. Для различных якорей однотипных возбудителей нейтральное положение щеток может отличаться на 1–2 ламели. Причина этого – неточная (в тангенциальном направлении) посадка коллектора относительно активной стали якоря или произвольное смещение конца обмотки при ее укладке на 1–2 ламели.

После установки щеток в нейтральное положение на траверсе делается отметка с указанием номера якоря, для которого она выполнена. При последующей регулировке щеточных рядов или полюсов возбудителя нейтральное положение может измениться.

Проверка коллектора. Индикатором часового типа с полусферическим наконечником (радиус кривизны не менее 100 мм) проверяют биение коллектора для выяснения равномерности его износа и необходимости проточки. Допускаемые значения биения коллектора и глубины кольцевых канавок, соответственно, 0,03 и 0,5–0,7 мм. При наличии кольцевых канавок указанного размера необходимо сохранить прежнее аксиальное положение щеток на коллекторе.

Проверка и ремонт щеточной траверсы. Щеточную траверсу разбирают после определения плотности посадки ее в расточке торцевого щита (корпуса улитки вентилятора) и проверки совпадения ее оси с осью коллектора. Неплотная посадка и несовпадение указанных осей недопустимы из-за невозможности точной установки щеток в нейтральное положение.

Плотность посадки проверяют после ослабления болтов, фиксирующих траверсу по величине изменения зазоров между двумя произвольно выбранными щеткодержателями двух соседних щеточных рядов и коллектором. Измерение производят плоским щупом и повторяют 2–3 раза под выбранными щеткодержателями после поворота траверсы на 30° в любом направлении. Допустимое изменение зазоров при различном положении траверсы – 0,5 мм. Разность диаметров центрирующего замка щита и траверсы не должна превышать 0,0005 от величины диаметра заточки.

В составной траверсе (из двух дуг) увеличение зазоров устраняют установкой в разъеме металлических прокладок соответствующей толщины. У возбудителей с цельными траверсами наваривают или напаивают металлические прокладки или наплавляют поверхности расточек с последующей механической обработкой.

При несовпадении осей траверсы и коллектора при нормальном зазоре в центрирующих заточках дефект устраняют изменением взаимного положения якоря и узла, на котором крепится траверса. После съема траверсы щеткодержатели и все детали щеточного аппарата тщательно осматривают. Недопустимы любые дефекты щеткодержателей или их крепления, например: обрыв или ослабление натяжной пружины, вызывающие резкое увеличение вибрации щетки и щеток, работающих по тому же щеточному следу, неравномерное срабатывание коллектора.

Ремонт магнитной системы. Сопротивление изоляции обмоток полюсов измеряют мегаомметром на 1000 В [15]. Если понижено сопротивление изоляции параллельной обмотки полюса, последнюю следует тщательно осмотреть. При отсутствии явного дефекта целесообразно промыть обмотку и сердечник полюса дистиллятом или другим негорючим моющим средством (см. раздел 13). После восстановления сопротивления изоляции обмотку полюса покрывают эмалью ГФ-92-ХС. Следует помнить, что толстый слой лаковой пленки на активных частях машины (в результате многократного покрытия эмалями) ухудшает ее охлаждение.

Типичная причина снижения сопротивления изоляции обмоток дополнительных полюсов и компенсационной обмотки – появление токопроводящих мостиков между сердечниками полюсов и незащищенными изоляцией концами обмоток (стержней). Дефект устраняют тщательной протиркой ветошью или зачисткой мелкозернистой абразивной шкуркой неизолированных концов обмоток и стержней. После восстановления изоляции концы обмоток покрывают эмалью ГФ-92-ХС или эпоксидным клеем (раздел 13) и тщательно просушивают до полного высыхания эмали (клея).

При наличии трещин в изоляции стержней компенсационной обмотки вблизи выхода стержней из пазов необходима разборка болтовых (паяных) соединений обмотки. Для надежного восстановления изоляции вынимают из пазов и переизолируют поврежденные стержни.

Контактные соединения обмоток полюсов проверяют внешним осмотром, подтяжкой болтовых соединений и измерением сопротивления обмоток постоянному току. Параллельные ветви разъединяют и измеряют активное сопротивление каждой ветви отдельно методом амперметра-вольтметра при токе, равном 10–20% его номинального значения.

Для выявления витковых замыканий в катушечной обмотке к ней подводится напряжение сети переменного тока 220 В через регулирующее устройство, позволяющее поддерживать постоянное значение тока. На каждой катушке измеряют падение напряжения. Допустимое значение отклонения измеренных напряжений от среднего значения равно 1–2%. Замыкание витков вызывает значительное отклонение от среднего падения напряжения. Разница в падении напряжения около 6–8% может быть следствием неодинако-

вого количества витков в катушках (проверяется измерением их активного сопротивления) или значительной магнитной асимметрией главных полюсов (проверяется симметричность расположения элементов магнитной системы). Иногда причиной являются раковины в литом ярме, повышенное рассеяние магнитного потока в стыках половин ярма у разъемных статоров и др.

Для проверки симметричности расположения элементов магнитной системы и ее регулировки статор устанавливают на место по контрольным шпилькам и нормально крепят к фундаменту или фундаментной раме. У возбудителей, имеющих собственные опорные подшипники, выравнивание воздушных зазоров выполняется с помощью специально изготовляемого контрольного вала (рис. 8-9). Диаметр вала должен исключать его прогиб под действием собственной массы более, чем на 0,02–0,03 мм. В тело вала ввинчивают две шпильки, закрепляемые контргайками. Концы шпилек затачивают в форме полусфер, зазоры между полюсами и шпильками измеряют плоским щупом.

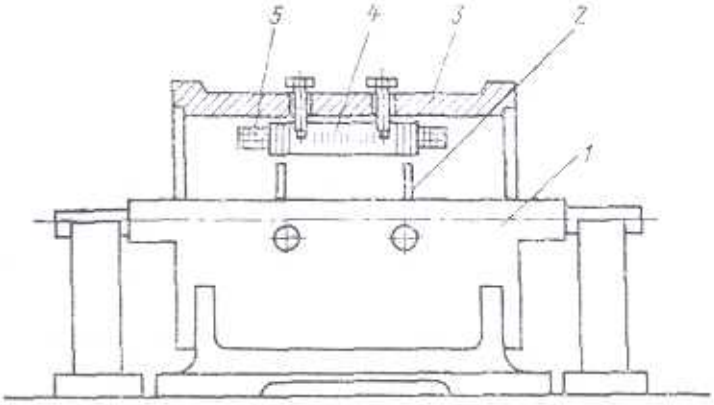


Рис. 8-9. Проверка симметричности воздушных зазоров контрольным валом [1]:
1 – контрольный вал; 2 – шпилька вала; 3 – станина; 4 – полюс;
5 – обмотка полюса

Воздушные зазоры под главными полюсами, измеренные по всей длине полюсной дуги с обеих сторон полюсов, не должны отличаться от среднего значения более, чем на 3%. Аналогично проверяют зазоры под добавочными полюсами. Поскольку нижняя поверхность указанных полюсов плоская, воздушные зазоры под ними измеряют с обеих сторон по осям сердечников. По результатам измерений вычисляют среднее значение зазоров под каждым полюсом (полусумма зазоров, измеренных под обеими шпильками). Указанный способ измерения позволяет точно определить их равномерность, но не их абсолютное значение.

При необходимости выравнивания зазоров (если они значительно отличаются друг от друга) следует учитывать величину, указанную в паспорте возбудителя. Пример выравнивания зазоров приведен в табл. 8-11.

Таблица 8-11. Зазоры под полюсами и их выравнивание [1]

Наименование	Зазоры, измеренные под полюсами			
	1	2	3	4
Сторона коллектора	0,7	1,1	0,8	0,9
Сторона полумуфты	0,5	1,1	0,6	0,3
Среднее значение	0,6	1,1	0,7	0,6
Приведенная величина	0,0	0,5	0,1	0,0

В приведенном примере для выравнивания зазоров необходимо под полюс 2 подложить стальную прокладку толщиной 0,6 мм.

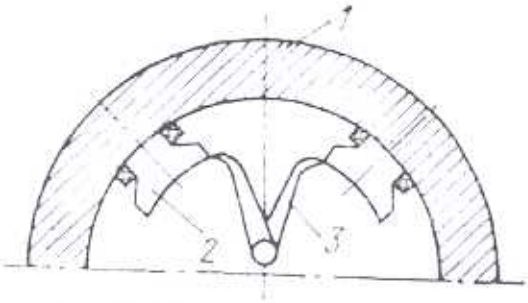


Рис. 8-10. Проверка расстояния между полюсами [1]:
1 – станина; 2 – сердечник полюса; 3 – кронциркуль

Симметричность расположения полюсов по окружности статора измеряется нутромером (кронциркулем) по расстоянию между краями полюсов (рис. 8-10). Указанная разность не должна превышать 2% измеряемой величины.

Ремонт якоря. Якорь очищают от медно-угольной пыли сжатым воздухом, сухой ветошью, щетками. Масло удаляют растворителями (предпочтительно, негорючими моющими средствами) или промывкой горячим дистиллятом (60–100°С) с последующей сушкой при температуре 20–50°С в течение 2–3 суток, а затем при температуре 80–120°С до полного удаления влаги. Якорь пропитывают лаком или покрывают эмалью только после тщательной очистки, промывки, сушки и контроля сопротивления изоляции. Покрывать эмалью грязные якоря и якоря с низким сопротивлением изоляции обмотки запрещается.

Коллектор очищают от медно-угольной пыли ветошью (без ворса), обильно смоченной негорючей моющей жидкостью с последующей сухой протиркой. При очистке коллектора со стальными бандажными кольцами особое внимание следует обратить на состояние подбандажной изоляции: при наличии расслоений грязь с изоляции удаляют слабой струей растворителя (или негорючей моющей жидкости). После полного высыхания моющей жидкости изоляцию тщательно покрывают эмалью ГФ-92-ХС. При значительных разрушениях подбандажной изоляции на нее наклеивают эпоксидным клеем 2–3 слоя стеклоленты.

Якорь, изоляцию бандажных колец которого восстановить чисткой и промывкой не удается, устанавливают на токарный станок, после чего срезают эту изоляцию до меди. Затем бандажное кольцо подрезают до вскрытия миканитовой изоляции (рис. 8-11, *3*). Изоляцию очищают от стружки и пыли и покрывают эмалью ГФ-92-ХС. Ослабление механической прочности при такой подрезке лежит в допустимых пределах.

Проточку якоря консольного типа выполняют на валу ротора при строго постоянной частоте вращения в пределах 600–800 об/мин. Во избежание аксиальных перемещений ротора на короткозамкнутый генератор подается возбуждение от резервного возбудителя.

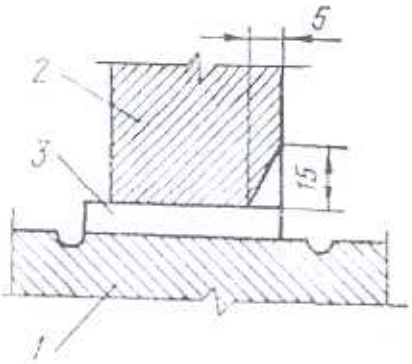


Рис. 8-11. Восстановление изоляции бандажного кольца [1]:
1 – коллекторная пластина; 2 – бандажное кольцо; 3 – миканитовая изоляция

Коллектор якоря возбудителя с собственными подшипниками протачивают на токарном станке. Точность установки якоря должна обеспечивать величину биения центра вала не более 0,03 мм. Для проточки коллектора используют резцы резьбового профиля с напаянными пластинами из твердых сплавов с углом заточки 60–80°. Глубина резания при последнем проходе резца не должна превышать 0,1–0,2 мм при подаче резца 0,05–0,1 мм на один оборот. Правильный выбор режима резания и режущего инструмента обеспечат минимальные «затяжки» междуламельных промежутков.

Коллектор после проточки шлифуют стеклянной бумагой, наклеенной на деревянную колодку, подогнанную к поверхности коллектора.

Следует избегать длительной шлифовки коллектора абразивами на мягкой подложке во избежание заваливания краев пластин, что может привести к сильному искрению щеток на коллекторе.

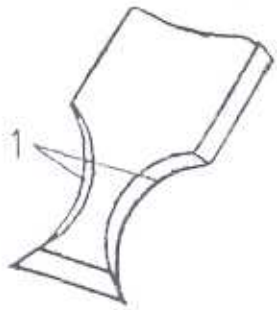


Рис. 8-12. Нож для снятия фасок [1]:
1 – режущие кромки

После проточки коллектора продораживанием на глубину 1,5–2 мм удаляют часть межламельного миканита по всей его толщине и на всей длине коллектора. После продораживания с коллекторных пластин с помощью острого ножа, изготавливаемого из ножовочного полотна (рис. 8-12), снимают фаски. Применять для снятия фасок шаберы или напильники не рекомендуется.

Минимальный диаметр рабочей части коллектора устанавливает завод-изготовитель для каждого типа машин (табл. 8-12).

Таблица 8-12. Технические данные коллекторов возбудителей [1]

Возбудитель	Шаг обмотки якоря		Диаметр коллектора, мм	
	по коллектору	по железу	максимальный	минимальный
Е-41	1–31	1–16	175	160
Е-51, Е-51А	1–31	1–16	210	195
Е-61	1–31	1–16	220	200
Е-61А	1–41	1–11	220	200
Е-71	1–33	1–17	220	200
Е-71А	1–2	1–17	210	195
В4-40, В4-50	1–31	1–16	175	160
В4-45	1–31	1–16	220	195
В4-75	1–31	1–17	220	195
В4-120	1–2	1–17	210	190
ВТ-20	1–31	1–16	170	140
ВТ-40, ВТ-50, ВТ-75	1–33	1–16	170	155
ВТ-120[1)]	1–2, 1–46	1–12, 1–13	205	185
ВТ-170, ВТ-300[1)]	1–2, 1–62	1–16, 1–17	300	275
ВТ-450[1)]	1–2, 1–50	1–13, 1–14	375	345

[1)] Якоря имеют комбинированные обмотки с различным шагом по коллектору и по железу

Сопротивление обмотки якоря измеряется методом амперметра и вольтметра, микроомметром или мостом постоянного тока. Выявление нарушений в схеме обмотки наиболее вероятно, если измерения проводятся при больших значениях токов. Сопротивления простых волновых и петлевых обмоток измеряют между смежными ламелями коллектора. Для сложных волновых, сложных петлевых и комбинированных обмоток измерения проводят, кроме того, по шагу каждой из обмоток, входящих в схему.

При осмотре бандажей лобовых частей обмотки, выполненных из стальной проволоки, пропаянной оловянистым припоем, следует проверить их монолитность, нарушение которой приводит к тяжелому повреждению возбудителя. Участки бандажей с отслоенными витками проволоки или стальных скобок тщательно зачищают, промывают негорючей моющей жидкостью и пропаивают припоем ПОС-40 или ПОС-50 медным паяльником с флюсом из стеарина или раствора канифоли в спирте. Наплывы припоя после пайки, вызывающие небаланс якоря, зачищают кардощеткой и покрывают тонким слоем эмали ГФ-92-ХС.

У бандажей из стеклоленты с незначительными отслоениями верхнего витка ленты отслоившуюся часть витка срезают ножом с последующим покрытием поврежденной части эмалью ГФ-92-ХС. Зачистка бандажей из стеклоленты напильниками недопустима, так как при этом повреждаются волокна лежащих ниже слоев бандажной ленты.

Участки изоляции лобовых частей обмотки, поврежденные от ударов при сборке и разборке машины или в результате выветривания, тщательно очищают, покрывают лю-

бым клеящим изоляционным лаком (см. раздел 13), изолируют стеклолентой и окрашивают эмалью ГФ-92-ХС.

Пазовые клинья со сколами, расслоениями, вспучиваниями и т. д. подлежат замене, для чего необходимо снятие бандажа с лобовой части обмотки. После установки нового бандажа проверяют динамическую балансировку якоря. Механическую прочность бандажа проверяют при испытании автомата безопасности турбины (при частоте вращения 3300 об/мин).

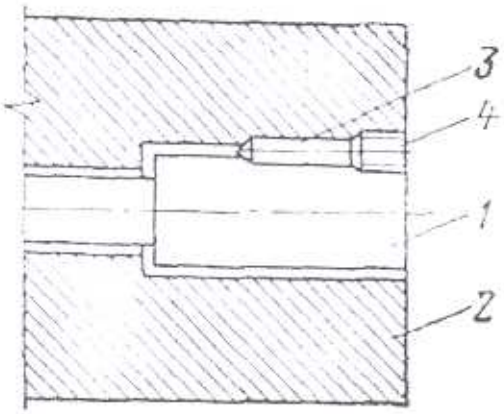


Рис. 8-13. Крепление торсионного вала [1]:
1 – торсионный вал; 2 – вал якоря; 3 – цилиндрическая шпонка; 4 – винт-заглушка

Проверка и ремонт торсионных валов якорей возбудителей типов ВТ-450, ВТ-170С, ВТ– 190 и некоторых других [1]. Валы крепятся к основному валу якоря в зоне цапфы со стороны коллектора (рис. 8-13).

Внимание! *Торсионный вал может быть изогнут из-за неосторожного обращения: строповки якоря за торсионный вал, посадки и снятия полумуфты ударами кувалды и т. п. Этот дефект при последующей эксплуатации приведет к повышенной вибрации якоря.*

Для проверки торсионного вала якорь устанавливают в собственных подшипниках, торцевую часть полумуфты размечают маркером на шесть–восемь равных частей (рис. 8-14), под полумуфтой устанавливают индикатор часового типа и якорь поворачивают в исходное положение одной из меток напротив индикатора. Конец торсионного вала через динамометр поднимают в положение, соосное с центром отверстия основного вала. Циферблат индикатора устанавливают на ноль и фиксируют показание динамометра.

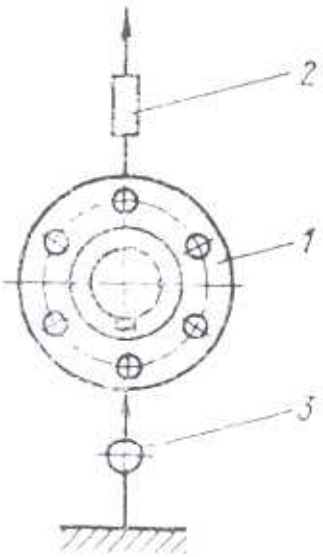


Рис. 8-14. Проверка торсионного вала [1]:
1 – полумуфта; 2 – динамометр; 3 – индикатор часового типа

Указанную операцию повторяют на всех остальных отметках. Для исправного вала разность показаний динамометра в различных положениях якоря при нулевом положении индикатора не должна превышать 2% массы якоря.

Для выемки неисправного вала снимают полумуфту, удаляют фиксирующие цилиндрические шпонки, вывинчивают винты и торсионный вал выдавливают в сторону коллектора (см. рис. 8-13).

После правки (изготовления нового) и запрессовки на место торсионного вала последний закрепляют шпонками и винтами.

При искажении формы рабочей поверхности цапфы вала якоря над местами запрессовки шпонок рабочую поверхность цапфы восстанавливают на токарном станке шлифовкой вращающимся абразивным кругом. Хорошие результаты дает шлифовка цапф с использованием высокооборотных пневмошлифовальных машин.

Сборка возбудителя [1].

Установка статора. Правильно выполненная регулировка полюсов по контрольному валу обеспечивает правильное положение якоря в статоре при установке последнего на место по контрольным шпилькам. При смещении в

процессе ремонта стульев опорных подшипников их установку на место выполняют с помощью контрольного вала, применяемого при регулировке полюсов. В этом случае статор устанавливают по контрольным шпилькам, а положение стульев опорных подшипников должно обеспечить одинаковую величину воздушных зазоров под полюсами.

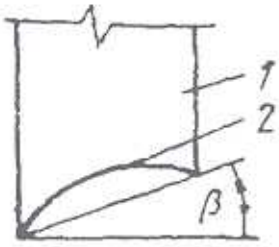


Рис. 8-15. Определение угла наклона щетки к коллектору [1]:
1 – щетка; 2 – контактная дуга щетки; β – угол наклона щетки

Установка щеточной траверсы. Траверсу устанавливают на место по старым меткам, соответствующим установленному якорю. Проверяют и при необходимости регулируют наклон щеток (щеткодержателей) относительно коллектора (угол между осью щетки или боковой гранью и плоскостью, проходящей через сбегающий и набегающий края щетки) (рис. 8-15). Наклон радиальных щеток не должен превышать 3°. С увеличением угла наклона возможно резкое увеличение вибрации щеток. Точность установки щеточных рядов друг относительно друга должна обеспечивать разность в расстоянии между любыми рядами не выше 0,5% измеряемой величины.

Расстановка щеточных рядов. На коллектор плотно, с нахлестом концов, накладывают полосу бумаги с шириной его активной части. Карандашом по бумажной ленте проводится прямая линия, которая должна точно пройти по углублению между любыми двумя выбранными ламелями. Расстояние между следами этой линии, оставленными на двух концах бумажной ленты, будет равно длине окружности коллектора. Для определения расстояний между щеточными рядами длина окружности коллектора делится на число щеточных рядов машины. На бумажной ленте на нужном расстоянии от исходной прямой проводятся параллельно ей прямые линии, фиксирующие положение рядов щеткодержателей. Расчерченную полосу бумаги вновь плотно накладывают на коллектор, склеивают и слегка скрепляют шеллачным или бакелитовым лаком с поверхностью коллектора во избежание ее смещения при дальнейшей работе. Щеткодержатели выравнивают по сбегающему краю внутренней части обоймы. По окончании регулировки вставляют щетки в обоймы и по сбегающим краям щеток проверяют качество выполненной работы.

Зазоры между обоймами щеткодержателей и коллектором устанавливают в пределах 2–3 мм. Увеличение этого зазора может привести к повышенной вибрации щеток в направлении вращения коллектора. Для обеспечения одинакового зазора под щеткодержателями при их установке между коллектором и обоймами прокладывают полосу из электрокартона или паронита толщиной 2– 2,5 мм, которая убирается после закрепления обойм.

Нажатие щеток на коллектор зависит от марки щеток (табл. 8-13). Для тихоходных машин величину нажатия выбирают ближе к нижнему рекомендованному пределу, а для машин с частотой вращения более 2000 мин$^{-1}$ – ближе к верхнему. Излишнее давление щеток на коллектор приводит к быстрому износу коллектора и щеток, а недостаточное давление – к повышению вибрации щеток и их искрению. Давление щеток на коллектор измеряют динамометром, укрепленным на токоведущем жгутике щетки. Направление силы, приложенной к динамометру, должно совпадать с направлением движения щетки в обойме. В момент отрыва щетки от коллектора динамометр укажет приблизительное значение давления. Для определения этого момента одновременно с натяжением динамометра небольшим усилием сдвигают бумажную ленту, предварительно проложенную между щеткой и поверхностью коллектора. Момент выскальзывания бумажной ленты из-под щетки совпадает с моментом отрыва щетки от коллектора.

Таблица 8-13. Технические данные электрощеток

Марка щеток	Максимальная окружная скорость, м/с	Номинальная плотность тока, А/см^2	Удельное нажатие, кПа	Износ, мм за 100 ч [20]
ЭГ-2а	45	10	20–40	-
ЭГ-4	60	12	15–20	0,6
ЭГ-8	40	10	20–40	-
ЭГ-14	40	11	20–40	-
ЭГ-74	50	12	25–40	-

Расхождение в нажатии отдельных щеток не должно превышать 15% выбранной величины. Чем больше давление щетки на коллектор, тем больше она загружается током. Это вызывает повышенный разогрев щетки, вследствие чего падает переходное сопротивление в скользящем контакте, что вызывает соответствующее увеличение тока. Процесс перераспределения тока по щеткам приобретает лавинообразный характер и может привести к разности их загрузки током в 10 раз и более. Под наиболее нагруженными щетками при этом появляется искрение, что приводит к порче поверхности коллектора и появлению недопустимого искрения. Особенно склонны к подобному перераспределению тока щетки марки ЭГ-4.

Притирка щеток проводится до их полного прилегания к коллектору всей рабочей поверхностью. Для этого полосу шлифовальной шкурки на бумажной подложке с шириной, равной ширине рабочей поверхности коллектора вместе с канавками, и длиной около 1,5 длины окружности поверхности коллектора плотно накладывают на коллектор с подклейкой ее свободного конца. Подклейку следует выполнять до самого обреза во избежание заваливания краев щеток и ошибок в установке траверсы.

Щетки притирают вращением якоря в сторону нормального вращения ротора при помощи рычага, упирающегося в болты, ввернутые в полумуфту. При якоре, сцепленном с ротором генератора, притирка выполняется с помощью валоповоротного устройства. После полной притирки щетки вынимают из щеткодержателей и снимают абразивную шкурку с коллектора. Снятие шкурки без выемки щеток из держателей недопустимо во избежание заваливания краев рабочих поверхностей щеток. По окончании притирки коллектор и щеточный аппарат продувают сжатым воздухом. Пришлифовывать щетки к коллектору следует (по возможности) на вращающемся возбудителе при нормальной частоте вращения.

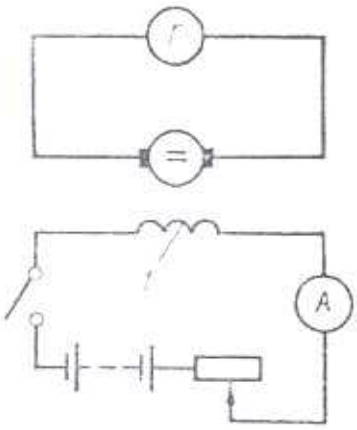


Рис. 8-16. Схема для установки щеток в нейтральное положение:
1 – обмотка возбуждения возбудителя [1]

Установка щеток в нейтральное положение производится при помощи схемы, показанной на рис. 8-16. Источник питания и реостат для этой схемы должны обеспечивать ток в обмотке возбуждения, равный 5–10% номинального.

Правильность установки траверсы проверяют по отклонению стрелки гальванометра при размыкании цепи питания обмотки возбуждения. Траверса считается окончательно установленной, если в фиксированном положении при пяти–семи различных положениях якоря, при разрыве цепи параллельной обмотки стрелка гальванометра отклоняется в разные стороны (например, в пяти положениях якоря стрелка отклонится влево и в двух – вправо).

Проверка соединения схемы возбудителя выполняется от источника постоянного тока напряжением 4–6 В, как показано на рис. 8-17. Источник постоянного тока и милливольтметр подключают к за-

жимам возбудителя отдельными проводниками. Если схема возбудителя собрана правильно, то при замыкании цепи источника тока стрелка прибора отклонится вправо от нулевого положения.

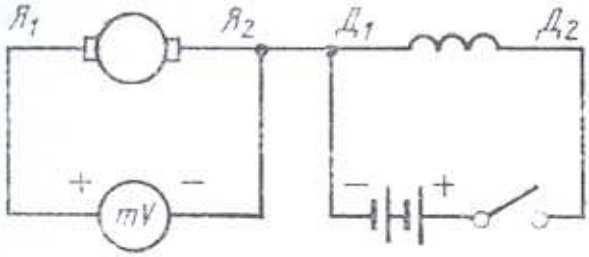


Рис. 8-17. Схема для определения согласования дополнительных полюсов [1]

Пуск возбудителя. При пуске турбогенератора по мере повышения числа оборотов работа щеток на коллекторе периодически контролируется рукой с соблюдением необходимой осторожности. Следует проверять все щетки двух соседних щеточных рядов. При ощущении толчков на какой-либо из щеток следует немедленно поднять все щетки и прошлифовать коллектор.

При включении нагрузки на возбудитель следует внимательно осмотреть все щетки на коллекторе. При появлении искрения, усиливающегося с увеличением нагрузки, генератор следует перевести на возбуждение от резервного возбудителя и установить причину искрения.

Для лучшей приработки коллектора и щеток и образования на коллекторе нормальной оксидной пленки в первые сутки работы возбудителя не следует нагружать его более, чем на 60–70% номинального тока.

8.3. Устранение повышенного искрения щеток на коллекторе возбудителя (наладка коммутации)

Проверки и ремонтные работы, описанные в п. 8-2, не всегда достаточны для устранения повышенного искрения. Необходимо проверить соответствие магнитного потока дополнительных полюсов условиям коммутационного процесса, а в отдельных случаях выполнить мероприятия по улучшению коммутации [1].

В табл. 8-14 приведена примерная программа работ по наладке коммутации для возбудителя типа ВТ-450-3000. Программой не предусмотрены работы по отсоединению, центрированию и соединению возбудителя с ротором турбогенератора.

Таблица 8-14. Программа работ по наладке коммутации [1]

Операция	Длительность, ч
Предварительное обследование	
Оценка вибрационного состояния возбудителя	1
Тепловые измерения	1
Определение потенциальных щеточных кривых	1
Определение области безыскровой коммутации (ОБК)	2
Работы на остановленном возбудителе	
Проверка установки щеток в нейтральное положение	1
Оценка состояния щеточного аппарата и коллектора	2
Разборка возбудителя	4
Чистка возбудителя	1
Электрические испытания и измерения обмоток якоря и статора	4
Регулировка полюсов статора, устранение мелких дефектов	24
Сборка возбудителя	6
Регулировка щеточного аппарата	4–8
Притирка щеток	2
Установка щеток в нейтральное положение	1
Испытание работающего возбудителя	
Определение потенциальных щеточных кривых	1
Определение области безыскровой коммутации	2

Определение области безыскровой коммутации (ОБК) в процессе предварительного обследования возбудителя, имеющего значительные отклонения от нормальной регулировки, неудовлетворительное состояние коллектора или щеточного аппарата, может дать неточные данные для установки оптимальных воздушных зазоров под дополнительными полюсами. В этом случае для точной настройки цепи компенсации, выполняемой после ремонта, может потребоваться повторный останов турбогенератора с разборкой возбудителя и точной установкой оптимальных воздушных зазоров.

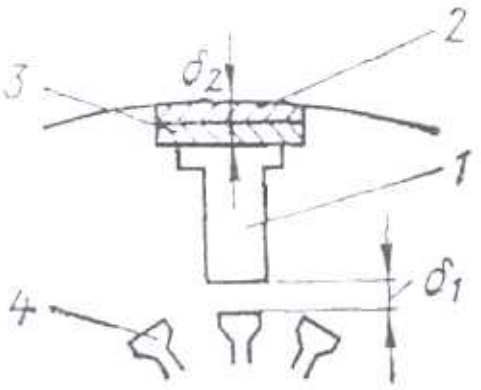


Рис. 8-18. Зазоры и прокладки дополнительного полюса:
1 – полюс; 2 – стальные прокладки; 3 – немагнитные прокладки; 4 – зуб активной стали якоря

Расчет оптимального воздушного зазора под дополнительными полюсами выполняется по результатам опыта по определению ОБК для одного, близкого к номинальному, значения тока возбудителя. Коммутирующее поле определяется эквивалентным воздушным зазором $\delta_э$, равным сумме зазоров между дополнительным полюсом и якорем возбудителя δ_1 и между сердечником полюса и станиной δ_2 (рис. 8-18).

Изменение указанного зазора может быть выполнено за счет зазора δ_2 путем замены в этом месте стальных прокладок немагнитными *3* (увеличение $\delta_э$) или за счет зазора δ_1 – изменением толщины набора стальных прокладок *2*. При наличии в зазоре δ_2 немагнитных прокладок дополнительные полюсы должны крепиться к станине болтами из немагнитного материала во избежание нарушения линейности характеристики полюсов, вызываемого шунтирующим действием стальных болтов.

Ниже приводится расчет оптимального зазора δ_1 между полюсом и якорем, выполняемый по формулам В. Т. Касьянова [1].

Новый зазор $\delta_{1\,нов}$, мм, определяется по формуле:

$$\delta_{1нов} = \frac{\delta_{ст}}{1 \pm \frac{\Delta I}{I_н} K}$$

где $\delta_{ст}$ – старый зазор, мм; $I_н$ – ток машины в режиме настройки; ΔI – отклонение (в данном режиме) средней линии от оси абсцисс или от ее оптимального положения; ΔI подставляется с учетом знака, выбираемого в зависимости от усиления (+) или ослабления (–) действия полюсов; Величина ΔI определяется графическим построением как средняя линия графика ОБК (полусумма значений крайних точек границы ОБК). Так, если искрение исчезает при токе положительной подпитки +5 А и вновь появляется при токе +25 А, то

$$\Delta I = (5+25)/2=15А.$$

$K = \theta/(\theta-1)$. Здесь θ – отношение магнитодвижущей силы дополнительных полюсов и компенсационной обмотки к магнитодвижущей силе реакции якоря:

$$\theta = \frac{8pa(n_д + n_к)}{Na_д}$$

где $2p$ – число полюсов; $2a$ – число параллельных ветвей обмотки якоря; $n_д$ – число витков обмотки дополнительного полюса; $n_к$ – число витков компенсационной обмотки на одном полюсе; N– общее число проводников на якоре; $a_д$ – число параллельных ветвей обмотки дополнительных полюсов и компенсационной обмотки.

Число параллельных ветвей обмотки якоря зависит от схемы. Например, для простой волновой обмотки *2a* всегда равно 2; для простой петлевой обмотки *2a=2p;* для комбинированной («лягушачьей») обмотки число параллельных ветвей равно удвоенному количеству полюсов магнитной системы.

Пример. У шестиполюсного возбудителя (2p=6, P=470 кВт, $I_{ном}$=1700 А, $U_{ном}$=280 В) обмотки дополнительных полюсов и компенсационная соединены последовательно ($a_д$ =1). На каждом дополнительном полюсе три витка ($n_д$ =3), число витков компенсационной обмотки на полюсе –2 ($n_к$ =2). Обмотка якоря комбинированная («лягушечья») (a=6). Якорь имеет 75 пазов, в каждом пазу по восемь активных проводников, следовательно, N = 8x75 = 600. Воздушный зазор под дополнительным полюсом $\delta_{ст}$ = 11,6 мм. При определении ОБК при токе возбудителя $I_н$ =1500 А средняя линия отклонялась вниз от оси абсцисс на 15 А , т.е. ΔI = –15 А.

Оптимальный зазор, мм:

$$\delta_{1нов} = \frac{11,6}{1 - \frac{15}{1500}6} \approx 12,8 \cdot$$

Здесь $\theta = \frac{8 \cdot 3 \cdot 6(2+3)}{600 \cdot 1} = 1,2;$ $K = \frac{1,2}{1,2-1} = 6 \cdot$

Итак, для оптимальной настройки дополнительных полюсов следует увеличить зазоры под ними на 1,2 мм (с 11,6 мм до 12,8 мм).

Проверка качества скользящего контакта проводится следующим образом:

на возбудителе, отключенном от обмотки возбуждения генератора, изолируется от бракетов один щеткодержатель;

остальные щетки, кроме одной, расположенной на том же бракете на расстоянии двух-трех щеточных следов от изолированного держателя, вынимаются из обойм;

к изолированной щетке и ее бракету через реостат подводится напряжение от постороннего источника;

при номинальной частоте вращения возбудителя по цепи «источник тока – изолированная щетка – коллектор – вторая щетка – бракет – источник тока», пропускается ток, равный 1,2–1,3 номинального тока для щетки данной марки;

отсутствие искрения под краями щеток является признаком хорошего механического состояния скользящего контакта.

Резонансная вибрация щеток – явление редкое, требующее для своего устранения определенных навыков. Детали щеточного аппарата, представляющие систему упругих тел, имеют определенную частоту собственных колебаний. При воздействии на систему внешней силы с частотой импульсов, близкой к частоте собственных колебаний, возникает явление резонанса, когда колебания системы могут значительно превысить амплитуду возбуждающих импульсов. При работе возбудителя щетки получают «удары трения», частота и амплитуда которых зависит от ряда причин и, в частности, от соотношения размеров щетки и ширины коллекторной ламели. Большое влияние на частоту собственных и амплитуду вынужденных колебаний оказывают изношенность и качество регулировки щеточного аппарата.

При возникновении колебаний резонансного характера появляется «беспричинно» (на первый взгляд) сильная вибрация щеток, приводящая к их аварийному состоянию. На боковых гранях щеток возникают размытые отпечатки внутренних поверхностей обойм щеткодержателей. Токоведущие поводки щеток начинают «размочаливаться» и обрываться, сами щетки могут принимать форму «сапожка», постепенно разрушаясь. Вибрацию удается устранить изменением величины одной из действующих на щетку сил при условии удовлетворительного состояния рабочей поверхности коллектора.

Например, при изменении силы трения щетки о коллектор и плотности тока в щетках, смазывают парафином поверхности коллектора, изменяют нажатие щеток на коллектор или заменяют марку щеток. Наряду с регулировкой щеточного аппарата рекомендуется пропитка щеток марок ЭГ-4 и ЭГ-14 в 5% растворе парафина в керосине в течение 2 ч

при температуре раствора 110–130°С. Расход раствора на 50 щеток размером 25х30х45 – 4 л. Щетки, имеющие крупнопористую структуру (ЭГ-74), пропитываются в 2% растворе парафина в керосине. Затем щетки сушат при температуре 80–100°С в течение 8–10 ч.

8.4. Проверка технического состояния и типовой ремонт бесщеточного возбудителя БВД

Техническое обслуживание и ремонт бесщеточных возбудителей проводятся в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. При этом рекомендуется следующая последовательность операций:

Перед остановом на ремонт и после пуска из ремонта при работе турбогенератора под нагрузкой.

Проверяется отсутствие неисправностей, фиксируемых в оперативном журнале и (или) в дневнике событий устройства контроля вращающегося выпрямителя (УКВВ-М): снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения, повреждение ветвей вращающегося выпрямителя (перегорание предохранителей или выход из строя диодов).

Измеряется сопротивление изоляции цепей возбуждения.

Проводится осмотр БВД (включая подвозбудитель, если он есть). Проверяется отсутствие видимых дефектов и неисправностей. В частности, контролируется состояние сопряжений составных частей возбудителя[1]:

фланцев маслопроводов опорных подшипников;

фланцев водоподводов воздухоохладителей;

корпусов генератора и опорного подшипника;

кожухов вращающегося выпрямителя.

Фиксируются следующие данные штатного технологического контроля:

активная и реактивная мощности турбогенератора;

напряжение и ток возбуждения турбогенератора;

напряжение и ток возбуждения возбудителя;

температуры холодного и горячего воздуха в системе охлаждения обращенного генератора;

температуры холодного и горячего воздуха в камерах вращающегося выпрямителя;

температуры воды на входе в воздухоохладители обращенного генератора и вращающегося выпрямителя*;

температуры воды на сливе из воздухоохладителей обращенного генератора и вращающегося выпрямителя*;

давление и температура масла на входе в опорный подшипник*;

температуры вкладыша опорного подшипника и масла на сливе из него*;

результаты контроля вибрации опорного подшипника*.

После отключения турбогенератора от сети перед разборкой возбудителя.

Контролируется центровка и состояние полумуфт якоря возбудителя и ротора турбогенератора.

Проверяется положение БВД относительно фундаментных плит, результаты заносятся в формуляр.

Измеряется радиальное биение контактных колец якоря возбудителя.

Разборка возбудителя.

В процессе разборки производится маркировка всех деталей и узлов.

Демонтируется подвозбудитель (если он есть).

---

[1] Отмеченные звездочкой параметры контролируются также на холостом ходу после пуска турбогенератора.

переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя,

соединения роторных диодов (вентилей) с предохранителями вращающегося выпрямителя;

плавких вставок предохранителей.

Проверяются сопротивления изоляции каждой фазы обмотки якоря по отношению к заземленному валу и двум другим заземленным фазам;

Проверяется электрическая прочность изоляции каждой фазы обмотки якоря относительно заземленного вала и двух других заземленных фаз.

Результаты измерений сравниваются с заводскими нормами.

Проводится осмотр предохранителей, вентилей, R-C цепей (блоков фильтров), шин соединительных и деталей крепления вращающегося выпрямителя – на отсутствие явных дефектов.

Проверяется наличие маркировки элементов на вентильных кольцах в соответствии с заводской электрической схемой.

Проверяются усилия затяжки крепежных резьбовых контактных соединений вентилей, предохранителей, R-C цепей, варисторов и т.д. в соответствии с заводскими нормами.

Внимание! *Следует неукоснительно соблюдать указанные в инструкции завода-изготовителя допустимые значения моментов затяжки контактных соединений вращающихся выпрямителей. Превышение норм не менее опасно, чем занижение.*

Измеряются обратные токи вентилей вращающегося выпрямителя в полной схеме с R-C цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать допустимые значения, указанные в заводских инструкциях на системы возбуждения.

Производится замена элементов вращающегося выпрямителя (предохранители, роторные диоды, R-C цепи), повреждения которых были выявлены в процессе эксплуатации турбогенератора, а также элементов, не соответствующих заводским нормам по результатам вышеуказанных измерений.

Рекомендуется заменять роторные предохранители ПП-71 при повышении сопротивления плавких вставок постоянному току более, чем на 30% от номинального.

Проводится контроль стопорения крепежных деталей вентильных колец, в т.ч. контроль крепежных деталей контактных соединений.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов:

рабочая поверхность токоподвода на выходе из центрального отверстия, в т.ч. состояние серебряного покрытия медных шин;

вентиляторы (лопатки, ступицы) и детали их крепления;

плотность прилегания лопаток к кольцам вентилятора;

бандажный узел;

крепление деталей короткозамыкающего узла;

контактные кольца и детали их крепления;

«шейка» ротора под подшипник опорный и лабиринтовые канавки;

поверхности и отверстия полумуфт;

крепление балансировочных грузов.

Проверяется форма и глубина спиральных канавок, состояние поверхности измерительных контактных колец для оценки их износа.

Проверяется состояние лакокрасочного покрытия окрашиваемых поверхностей якоря; при необходимости покрытие наносится заново.

При отрицательных результатах измерений и испытаний и при выявлении дефектов производится ремонт или замена узла по заводской технологии. При необходимости заводского ремонта якоря последний должен быть заменен резервным.

Ремонт статора БВД (корпус и обмотка возбуждения).

Проверяются полости корпуса на отсутствие посторонних предметов (сварочного грата) и грязи.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов и чистоту:

сварные швы корпуса;

резьбовые отверстия в корпусе;

поверхности статора, сопрягаемые со щитами;

сердечник (крепление, плотность прессовки);

полюсы (крепление к станине);

изоляционные прокладки полюсов;

изоляция катушек полюсов;

шнуровые бандажи;

межполюсные перемычки и их крепление;

проводка термоконтроля и ее крепление;

лакокрасочное покрытие сердечника и обмотки.

Измеряется сопротивление постоянному току обмотки полюсов.

Проводятся измерения сопротивления изоляции обмотки полюсов и испытания электрической прочности изоляции обмотки полюсов повышенным напряжением (табл. 8-15)

Проверяются сопротивления изоляции термодатчиков совместно с проводами.

Результаты измерений сравниваются с заводскими нормами.

При отрицательных результатах измерений и испытаний, при выявлении дефектов производится ремонт по заводской технологии или замена узла.

Ревизия подшипника.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов и чистоту:

поверхности сопряжения стояка, крышки, вкладыша, маслоуловителей, в т.ч. отверстия под штифты;

зазоры между крышкой и стояком, между полувкладышами, между поло-винами маслоуловителей, между вкладышем и стояком в незакрепленном состоянии;

прилегание поверхностей разъема маслоуловителей между собой;

маслоуловители, в т.ч. состояние и диаметр расточки «ножей»;

сцепление баббита с корпусом вкладыша подшипника;

рабочая поверхность вкладыша;

расточка баббита вкладыша и ее внутренний диаметр;

рабочая поверхность стопора и закрепление его в крышке;

изоляционные и крепежные детали.

Выявленные дефекты устраняются.

Ревизия воздухоохладителей.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов и чистоту:

крышки, в т.ч. выявляется коррозионный износ;

лакокрасочное покрытие внутренних поверхностей крышек, трубок;

оребрение трубок;

крепежные детали;

резиновые уплотнительные прокладки.

Проверяется проходимость трубок и герметичность воздухоохладителей (см. разд 6).

Подтверждается отсутствие посторонних предметов.

Проводится контроль сжатия резиновых уплотнителей и проверка стопорения крепежных деталей.

Выявленные дефекты устраняются. Резиновые уплотнители заменяются.

Ревизия щитов и кожухов.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов и чистоту:

щиты и их поверхности сопряжения;

сварные соединения;

уплотнители и их крепление к щитам наружным;

крепежные детали и их стопорение;

лакокрасочное покрытие внутренних поверхностей.

Кожух вращающегося выпрямителя проверяется на отсутствие следов задевания за вентильные колеса.

Выявленные дефекты устраняются. Уплотнители заменяются (при необходимости).

Ревизия измерительных контактных колец и щеток.

Измеряются сопротивления изоляции токоведущих траверс относительно основания и между собой.

Проверяются визуально на отсутствие дефектов и чистоту:

изоляционные и крепежные детали;

обоймы, пружины щеткодержателей;

щетки и зазоры между щетками и щеткодержателями;

лакокрасочное покрытие окрашиваемых поверхностей.

Выявленные дефекты устраняются. Дефектные щеткодержатели и щетки заменяются.

Сборка возбудителя.

Обращенный генератор устанавливается на фундаментных плитах в соответствии с чертежом и формуляром.

Перед заводкой якоря сам якорь, магнитная система и обмотка возбуждения обращенного генератора должны быть проверены на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту.

Производится заводка якоря с последующим центрированием его к ротору турбогенератора.

После окончательного закрепления магнитной системы генератора к фундаментной плите, после сборки полумуфт, соединяющих ротор генератора с якорем производится проверка зазоров между полюсами магнитной системы и якорем, осевого смещения якоря относительно магнитной системы с занесением результатов измерений в формуляр.

Перед закрытием лючков корпуса магнитной системы обращенного генератора выполняется окончательная проверка полостей корпуса на отсутствие посторонних предметов и чистоту.

Проводятся измерения сопротивления изоляции обмотки полюсов и сопротивления обмотки возбуждения (обмотки полюсов) постоянному току.

Сборка подшипника проводится с обязательной пооперационной проверкой на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту. Стояк опорного подшипника устанавливается на фундаментную плиту. Устанавливаются изоляционные и регулирующие прокладки, проверяется прилегание стояка к фундаментной плите; стояк закрепляется окончательно. Измеряется сопротивление изоляции стояка относительно фундаментной плиты (разд. 14). Устанавливаются полувкладыши подшипника. После установки термопреобразователей сопротивления во вкладыши измеряются сопротивления изоляции и сопротивления постоянному току термопреобразователей.

Якорь устанавливается на нижний полувкладыш подшипника, после чего проверяется прилегание нижнего полувкладыша к стояку и выполняется проверка зазоров между якорем и вкладышем. После установки верхнего полувкладыша на нижний производятся контроль зазоров между якорем и верхним полувкладышем, а также контроль стопорения деталей.

Затем выполняется окончательная сборка подшипника – производится установка крышки на стояк с контролем их взаимного прилегания.

После проверки на отсутствие дефектов и чистоту «шеек» якоря под маслоуловители, самих маслоуловителей, в т.ч. их рабочих поверхностей, маслоуловители устанавливаются на место согласно чертежу. Затем проверяются взаимное прилегание половин маслоуловителей и зазоры между ними и якорем.

Перед присоединением маслопроводов проводится проверка на отсутствие дефектов, посторонних предметов, чистоту полостей между вкладышем и якорем, камер подшипника, маслопроводов, деталей крепления маслопроводов к подшипнику, а также уплотните-

лей и изоляционных деталей, устанавливаемых между маслопроводами и подшипником. После этого производится сборка фланцевых соединений маслопроводов подшипника с контролем сжатия резиновых уплотнителей. Проверяется сопротивление изоляции между маслопроводами и подшипником.

Перед установкой воздухоохладителей проводится проверка их и камер в корпусе под воздухоохладители на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту. Проверяются также крепежные детали и уплотнительные прокладки, устанавливаемые между воздухоохладителями и корпусом магнитной системы. Устанавливаются датчики контроля температуры воздуха и проверяется их функционирование. Затем производится установка воздухоохладителей с контролем сжатия уплотнителей и стопорения крепежных деталей.

Перед присоединением водоподводов проводится проверка на отсутствие дефектов, посторонних предметов, чистоту полостей в воздухоохладителях и водоподводах. После этого производится сборка фланцевых соединений водоподводов к воздухоохладителям с контролем сжатия резиновых уплотнителей.

Перед установкой внутренних щитов генератора возбудителя выполняется проверка крепежных деталей и щитов на отсутствие дефектов и чистоту. Затем на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту проверяются полости между якорем и магнитной системой, якорь, обмотки полюсов. После этого производится установка внутренних щитов с контролем стопорения крепежных деталей. В процессе установки и после окончательного закрепления щитов измеряются зазоры между внутренними щитами и якорем.

Устанавливаются и закрепляются соединительные шины обмоток возбуждения (обмоток полюсов) магнитной системы. При этом контролируется стопорение крепежных деталей.

Проверяются полости магнитной системы между наружными щитами и внутренним щитом (щитом вентилятора) на отсутствие посторонних предметов и чистоту. Производится установка наружных щитов согласно чертежу. В процессе установки и после нее контролируются прилегание щитов к станине магнитной системы и стопорение крепежных деталей, а также измеряются зазоры между наружными щитами и якорем.

Перед установкой кожуха и вентиляционных щитов вращающегося выпрямителя выполняется их проверка на отсутствие дефектов и чистоту, а также проверка крепежных деталей. В процессе установки кожуха согласно чертежу и после окончательного закрепления контролируется прилегание его к фундаментной плите, стопорение крепежных деталей. После окончательного закрепления кожуха также измеряются зазоры между кожухом и вентильными кольцами вращающегося выпрямителя.

Затем выполняется установка вентиляционных полущитов с контролем их крепления к кожуху. После окончательного закрепления измеряются промежутки между вентиляционными полущитами и вентильными кольцами вращающегося выпрямителя. Положение кожуха и вентиляционных щитов должно быть зафиксировано установочными крепежными деталями от смещения.

Перед установкой воздухоохладителей вращающегося выпрямителя проводится проверка их и камер под воздухоохладители на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту. Проверяются также на отсутствие дефектов крепежные детали и уплотнительные прокладки, устанавливаемые между воздухоохладителями и рамой для их крепления к фундаментной плите. Устанавливаются датчики контроля температуры воздуха и проверяется их функционирование. Затем производится установка воздухоохладителей с контролем уплотнителей и установка закрытий (лючков). Перед присоединением водоподводов проводится проверка на отсутствие дефектов, посторонних предметов, чистоту полостей в воздухоохладителях и водоподводах. После этого производится сборка фланцевых соединений водоподводов к воздухоохладителям с контролем сжатия резиновых уплотнителей.

Перед установкой щеточного аппарата якоря выполняется проверка на отсутствие дефектов и чистоту контактных колец и щеточного аппарата. Измеряются также сопротивления изоляции контактных колец якоря и токоведущих траверс. При установке щеточного аппарата на фундаментную плиту проверяется центрирование щеткодержателей относительно контактных колец якоря и их закрепление. После окончательного закрепления щеткодержателей измеряются зазоры и промежутки между щеткодержателями и контактными кольцами.

Перед установкой щеток в щеткодержатели проверяется состояние щеток на отсутствие дефектов. После установки и закрепления щеток в процессе их пригонки (притирания) к контактным кольцам выполняется проверка прилегания рабочих поверхностей щеток к контактным кольцам.

После установки токоведущих траверс проводится присоединение кабелей к шинам этих траверс. Кожух траверсы и полости между токоведущими траверсами и контактными кольцами проверяются на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту.

Кожух щеточного аппарата (траверсы) устанавливается с контролем стопорения крепежных деталей. После окончательного закрепления кожуха измеряются зазоры между кожухом и валом якоря.

Установка промежуточных щитов БВД производится после проверки крепежных деталей на отсутствие дефектов, якоря и щитов – на отсутствие дефектов, посторонних предметов и чистоту. Контролируется стопорение крепежных деталей

После окончательной сборки возбудителя выполняется проверка функционирования датчиков теплового контроля.

Опыт эксплуатации и испытания вращающихся выпрямителей показал, что охлаждение узла является одним из основных условий его надежной работы. Поэтому после сборки и ввода в работу турбогенератора необходимо проверить, обеспечивается ли номинальный расход воды в воздухоохладителях. Для турбогенератора ТВВ-1000-4 он составляет 50 м^3/ч на оба воздухоохладителя вращающегося выпрямителя.

Качество сборки воздухоохладителей, кожуха и вентиляционных щитов также влияет на охлаждение вращающегося выпрямителя. При низком качестве сборки и дефектных уплотнителях возникают перетоки горячего воздуха из камеры перед воздухоохладителями в камеры холодного воздуха (после воздухоохладителей). Приблизительную расчетную оценку перетока горячего воздуха можно сделать по следующей формуле для каждого вентильного колеса, %:

$$Q_{\text{п}} = \frac{100(t_x - t_{xв})}{t_г - t_{xв}},$$

где $t_x, t_г, t_{xв}$ – контролируемые температуры холодного воздуха (в камере данного вентильного колеса), горячего воздуха (в общей камере) и холодной воды на входе в воздухоохладители.

Качество сборки и уплотнение камер можно считать хорошим, если не превышает 10%, удовлетворительным – до 50%; если ≥50%, то следует произвести ревизию узла. В противном случае возможен перегрев и повреждение предохранителей и других элементов вентильного колеса.

Раздел девятый

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

9.1. Турбогенератор с форсированным воздушным охлаждением ротора завода «Электросила». Описание конструкции

Три основные серии турбогенераторов с воздушным охлаждением завода «Электросила» соответствуют следующим диапазонам мощностей: ТА – от 1,5 до 14 МВт, ТФ – от 20 до 60 МВт, Т3Ф – от 110 до 320 МВт. Эти генераторы имеют характерные особенности конструкции, которые далее рассмотрены на примере турбогенератора типа ТФП-36-2У3; приведены также особенности разборки этого генератора, проверки и испытания.

Общий вид турбогенератора представлен на рис. 9-1. Турбогенератор типа ТФП-36-2У3 имеет воздушное охлаждение активных частей: непосредственное охлаждение обмотки ротора и сердечника статора, косвенное – обмотки статора. Генератор снабжен бесщеточным возбудителем типа БВД-130-3000У3, якорь которого закреплен на конце вала ротора генератора.

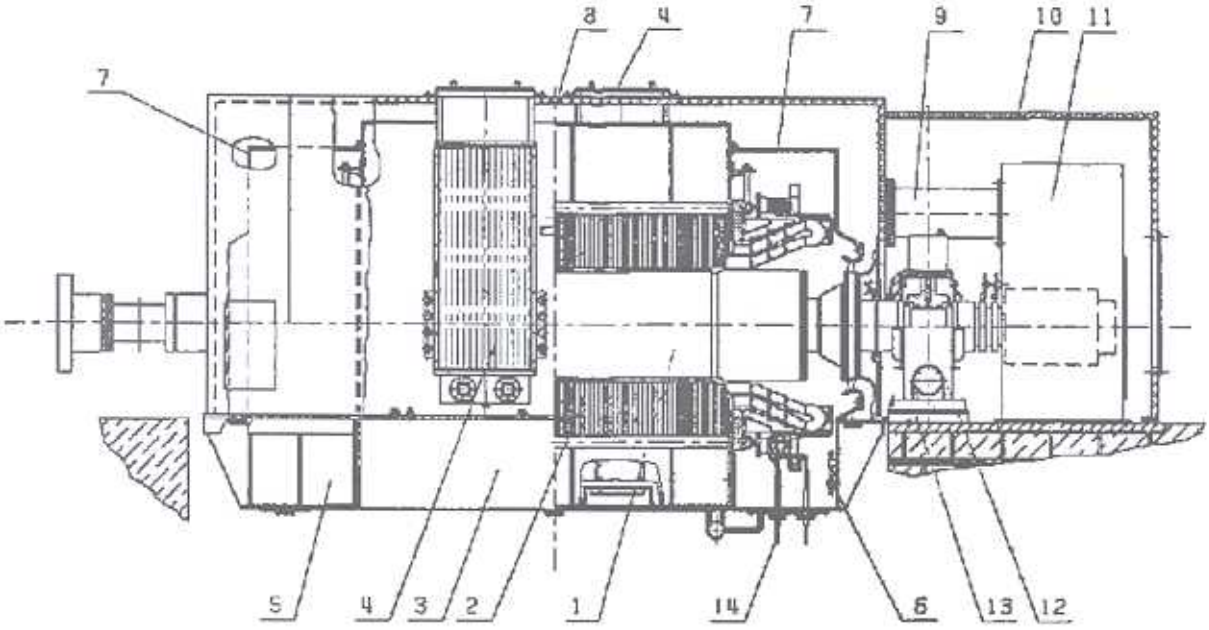


Рис. 9-1. Турбогенератор типа ТФП-36-2У3. Общий вид:
1 – ротор; 2 – статор; 3 – корпус статора; 4 – воздухоохладители; 5 – концевой опорный кронштейн; 6 – панель с электронагревателями; 7 – закрытие лобовых частей обмотки статора; 8 – кожух статора; 9 – воздуховод к возбудителю; 10 – шумозащитный кожух; 11 – возбудитель;12 – подшипник; 13 – подставка подшипника; 14 – выводы концевые.

Основные технические данные и характеристики турбогенератора типа ТФП-36-2У3 представлены в таблицах 9-1, 9-2, 9-3, 9-4.

Таблица 9-1. Основные технические данные турбогенератора ТФП-36-2У3

Мощность полная	кВ·А	45000
Мощность активная	кВт	36000
Коэффициент мощности		0,8
Напряжение статора	кВ	10500
Ток статора	А	2 474
Частота	Гц	50
Коэффициент полезного действия	%	98,8
Статическая перегружаемость	о.е.	1,7
Мощность возбудителя	кВт	167
Напряжение возбудителя	В	165
Ток возбудителя	А	1010
Напряжение возбуждения возбудителя	В	40
Ток возбуждения возбудителя	А	22
Температура технической воды не более	°С	33
Критические частоты вращения	c^{-1}	20/выше 56

Таблица 9-2. Расчетные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора

Индуктивные сопротивления, о.е.					Постоянные времени, с						
$X''d$	$X'd$	x_d	x_q	x_{0}	T_{d0}	T'_{d3}	T'_{d2}	T'_{d1}	T''_d	T_{a3}	T_{a1}
0,128	0,205	2,43	0,15	0,104	9,85	0,83	1,37	1, 7	0,04	0,24	0,2

Таблица 9-3. Массы узлов и деталей турбогенератора ТФП-36-2У3

Наименование узла	Масса, кг
Статор обмотанный	45149
Статор необмотанный	39390
Ротор с якорем возбудителя	19430
Ротор необмотанный	16350
Магнитная система возбудителя	1420
Шумозащитный кожух статора	4630
Шумозащитный кожух возбудителя	1250
Подшипник	2100
Воздухоохладитель	970
Вкладыш подшипника	448
Концевой вывод	6,5

Система вентиляции турбогенератора – замкнутая. Для охлаждения воздуха в кожухе генератора установлены четыре воздухоохладителя. Статор генератора и возбудитель закрыты кожухами, обеспечивающими циркуляцию воздуха по принятой системе вентиляции и снижающими уровень шума при работе. Кожух возбудителя соединен с кожухом генератора двумя воздуховодами. Турбогенератор оснащен специальной системой наддува воздуха для создания избыточного давления и предотвращения подсоса воздуха извне. Внутри корпуса статора проведены трубы с патрубками для подачи воды или инертного газа при возникновении пожара. Турбогенератор не имеет системы продувки для удаления инертного газа из корпуса, что надо иметь в виду при разборке после аварийного останова с пожаротушением.

Турбогенератор оборудован системой подогрева воздуха в период остановов, когда возможно увлажнение электрической изоляции активных частей генератора и возбудителя.

Схема вентиляции генератора приведена на рис.9-2. Циркуляция охлаждающего воздуха обеспечивается двумя осевыми вентиляторами, установленными на валу ротора, и двумя центробежными вентиляторами, установленными на центрирующих кольцах. Под напором вентиляторов, установленных на валу ротора, охлаждающий воздух, двигаясь в осевом направлении, разделяется на три потока (условно).

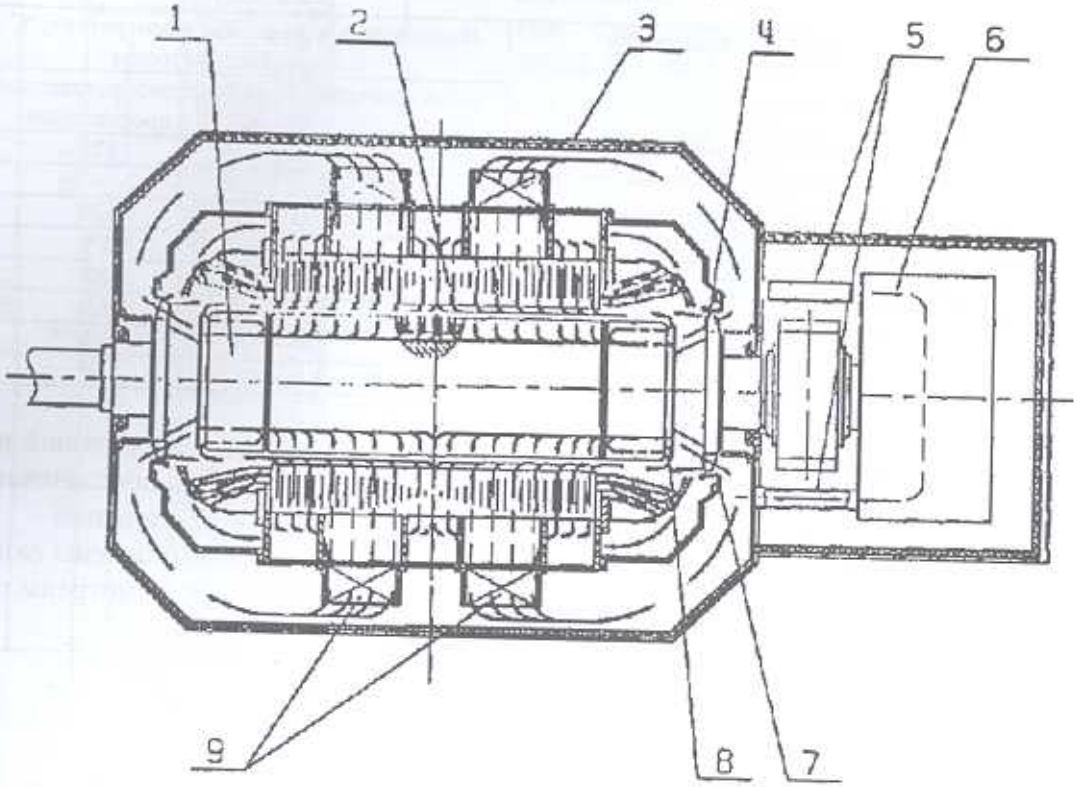


Рис. 9-2. Схема вентиляции турбогенератора ТФП-36-2У3:
1 – ротор; 2 – статор; 3 – кожух статора; 4 – главный вентилятор; 5 – воздуховоды к возбудителю; 6 – возбудитель; 7 – направляющие щиты вентиляторов; 8 – вспомогательный вентилятор; 9 – воздухоохладители

Первый поток воздуха проходит в зазор между статором и ротором, распределяется по радиальным вентиляционным каналам сердечника, выходит из каналов в зону спинки сердечника, охлаждая при этом обмотку и сердечник статора, затем поступает в воздухоохладители. Часть этого потока охлаждает также и лобовые части обмотки статора, выходя в зону спинки через перепускные отверстия в торцевых стенках корпуса статора.

Второй поток через зазор между центрирующим кольцом и валом ротора поступает в подбандажное пространство ротора. Часть этого потока проходит по подпазовым каналам и через радиальные вентиляционные каналы пазовой части катушек ротора поступает в воздушный зазор. Из зазора поток через вентиляционные каналы сердечника статора поступает к воздухоохладителям, смешиваясь с первым потоком.

Другая часть второго потока охлаждает лобовые части катушек обмотки ротора, выходит из подбандажного пространства через каналы центрирующего кольца в пространство между бандажным кольцом ротора и лобовыми частями обмотки статора и смешивается с частями первого потока.

Часть потока воздуха от вентилятора, установленного на валу ротора со стороны возбудителя, циркулирует по воздуховодам между кожухом статора и кожухом ротора, обеспечивая охлаждение возбудителя.

Охлажденный в воздухоохладителях воздух через канал, образованный шумозащитным кожухом, корпусом статора и кожухом (закрытием) лобовых частей, возвращается к вентиляторам.

Все сопрягаемые узлы вентиляционного тракта в разъемах уплотнены резиновыми прокладками или герметиком.

Таблица 9-4. Допустимые температуры активных частей и охлаждающих сред генератора ТФП-36-2У3

№ п/п	Наименование элементов генератора	Наибольшая допустимая температура, °С, измеренная методом	
		сопротивления	термопреобразователей сопротивления
1	Обмотка статора	–	125
2	Обмотка ротора	120	–
3	Активная сталь сердечника статора	–	120
4	Горячий воздух в генераторе и возбудителе	–	85
5	Баббит вкладышей опорных подшипников	–	80
6	Масло на сливе из подшипников	–	65
7	Температура масла на входе в подшипники	–	45
8	Обмотка возбуждения возбудителя	120	–

Статор генератора (рис. 9-1) имеет неразъемный сварной корпус, состоящий из поперечных стенок, соединенных между собой перегородками и трубами, обеспечивающими жесткость конструкции и направление потоков воздуха в системе вентиляции.

С внешней стороны стенки охватываются обшивкой, в которой выполнены окна для прохода горячего воздуха к воздухоохладителям. В днище корпуса предусмотрены окна с заглушками для доступа внутрь корпуса.

Схема обмотки статора приведена на рис.9-3.

Рис. 9-3. Цифровая схема обмотки статора генератора ТФП-36-2У3:
в – верхний стержень, н – нижний стержень; число пазов – 48, шаг 1 – 21

Стержни обмотки статора собраны из двух рядов проводников, транспонированных в пазовой части. Все проводники имеют термореактивную изоляцию. Ряды проводников разделены прокладкой из стеклоткани. Корпусная изоляция стержней типа «Слюдотерм» состоит из слюдинитовых лент на термореактивных лаках. Под корпусной изоляцией наложена полупроводящая стеклянная лента. Поверх корпусной изоляции в пазовой и частично в лобовой части стержней нанесено полупроводящее покрытие.

Крепление обмотки в пазовой части (рис.9-4) выполнено пазовыми клиньями и боковыми волнистыми полупроводящими прокладками, предупреждающими смещение стержней в пазах и возникновение пазовых электрических разрядов, повреждающих изоляцию стержней.

Лобовые части обмотки закреплены к бандажным кольцам лавсановым шнуром (рис.9-5). Между стержнями в месте намотки шнуровых бандажей установлены стеклотекстолитовые распорки.

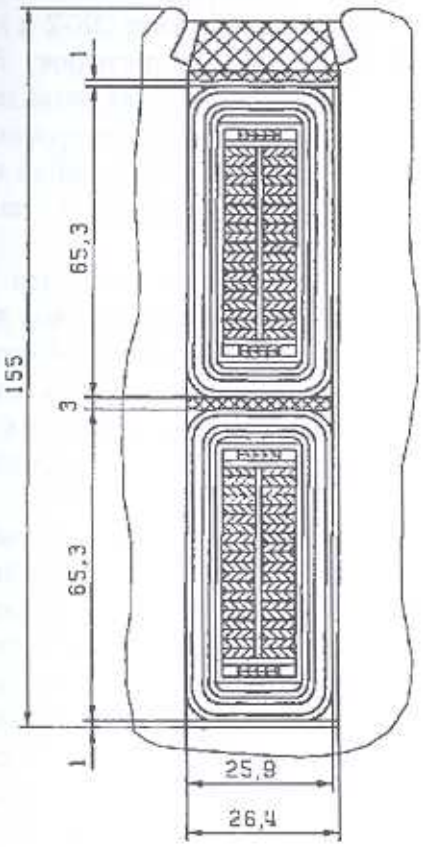


Рис. 9-4. Заполнение паза обмотки статора

Сердечник статора набран из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, лакированных теплостойким изоляционным лаком. Сердечник жестко закреплен в корпусе: ребра (12 шт.), на которых набирается сердечник, приварены к поперечным стенкам корпуса статора. Вдоль оси сердечник разделен вентиляционными каналами на 85 пакетов. Ширина вентиляционных каналов в средней части сердечника составляет 5,0 мм, в концевых частях – 10 мм. Сегменты четырех крайних пакетов склеены между собой и запечены. Первые два крайних пакета с каждой стороны сердечника представляют магнитные шунты, предназначенные для демпфирования магнитных потоков рассеяния лобовых частей обмотки статора. Магнитные шунты и последующий один пакет имеют уменьшенную толщину. Набранный на ребрах сердечник стянут нажимными кольцами из немагнитной стали; в зубцовой зоне установлены два ряда нажимных пальцев из немагнитной стали (рис. 9-5).

Габариты сердечника: общая длина – $2\,750^{\pm 5}$ мм, диаметр внешний – 1728 мм, диаметр внутренний – 870 мм. Число пазов – 48.

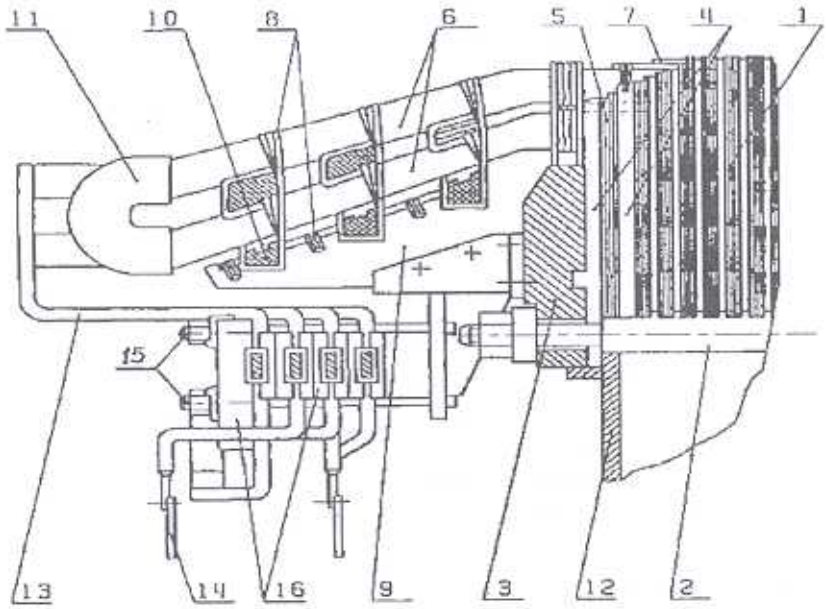


Рис. 9-5. Торцевая часть статора:

1 – сердечник статора; 2 – ребро сердечника; 3 – кольцо нажимное; 4 – пальцы нажимные; 5 – шунт магнитный; 6 – стержень обмотки; 7 – клин пазовый; 8 – шнур бандажный; 9 – кронштейн; 10 – кольцо бандажное; 11 – коробка изолирующая; 12 – корпус статора; 13 – шины соединительные; 14 – шины выводные; 15 – шпильки стяжные; 16 – прокладки изолирующие

Бандажные кольца (по 3 шт. с каждой стороны статора) выполнены из стеклотекстолита, установлены в стеклотекстолитовые кронштейны, закрепленные в металлических коробообразных кронштейнах, допускающих осевое смещение лобовых частей обмотки при нагреве во время работы генератора. Монолитность лобовых частей обмотки статора обеспечивается применением формующихся материалов и эпоксидного клея ЭК-2 в местах сопряжения стержней, распорок, бандажных колец, кронштейнов. На выходе из пазов стержни расклинены встречными клиньями, закрепленными между собой и со стержнями шнуром, пропитанным лаком ЛЭУ-227.

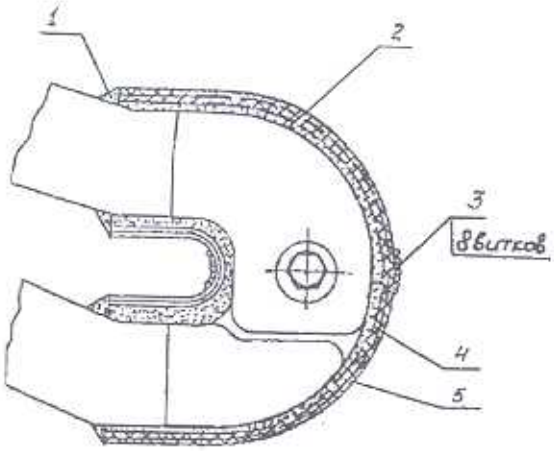


Рис. 9-6. Изолировка контактных соединений стержней обмотки статора:
1 – замазка Э3-217; 2 – замазка Э3-271; 3 – шнур-чулок; 4, 5 – коробки изоляционные

Контактные соединения стержней выполнены через наконечники, запаянные припоем ПСр-15 (рис.9-6). Изолировка контактных соединений стержней выполнена замазкой Э3-217 с установкой изоляционных коробок. Стыки коробок промазаны замазкой Э3-204.

Соединительные шины закреплены на корпусе статора системой кронштейнов, стеклотекстолитовых прокладок, пропитанного шнура и шпилек. Контактные соединения выводных стержней с соединительными шинами выполнены болтовым соединением наконечников с пропайкой припоем ПСр-15. Изолировка этих соединений производится с применением ленты ЛЭТСАР, РЭТСАР, замазки Э3-237, клея ЭК-2 (рис.9-7).

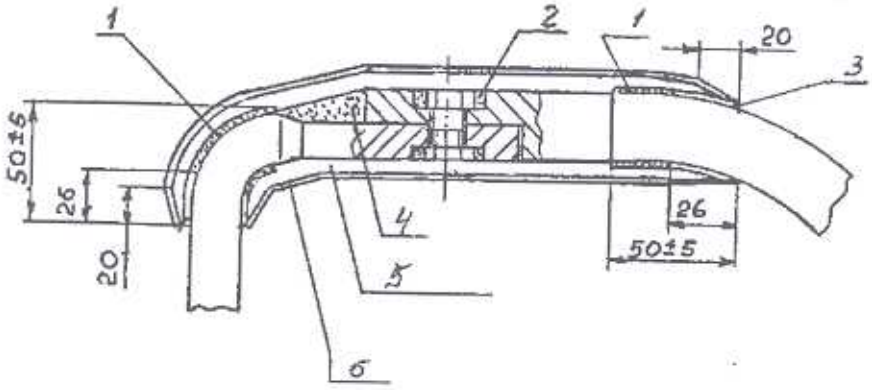


Рис. 9-7. Изолировка контактных соединений стержней и соединительных шин:
1 – замазка Э3-237; 2 – замазка Э3-271; 3 – 4 слоя ленты ЛЭТСАР 0,2×26; 4 – замазка КЛСЕ-2; 5 – 2 слоя ленты ЛЭТСАР с перекрытием ½ ширины и 1 слой РЭТСАР с перекрытием ½ ширины; 6 – лента ЛЭСБ

Выводные шины (выводы) установлены в нижней части корпуса статора со стороны возбудителя и крепятся на элементах корпуса статора системой планок, уголков, шпилек. Изолировка выводов показана на рис.9-8. Выводы имеют наконечники с развитой поверхностью для присоединения внешних токопроводов.

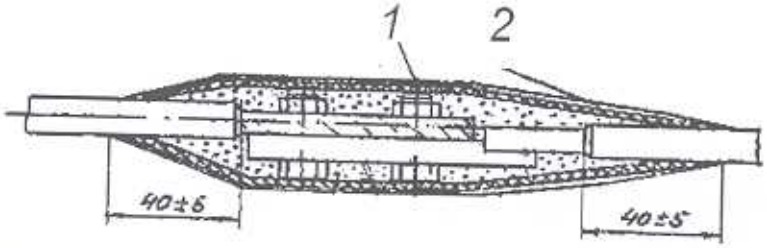


Рис. 9-8. Изолировка контактного соединения выводов и соединительных шин:
1 – 10 слоев ленты РЭТСАР с перекрытием ½ ширины; 2 – лента ЛЭСБ (1 слой с перекрытием ½ ширины)

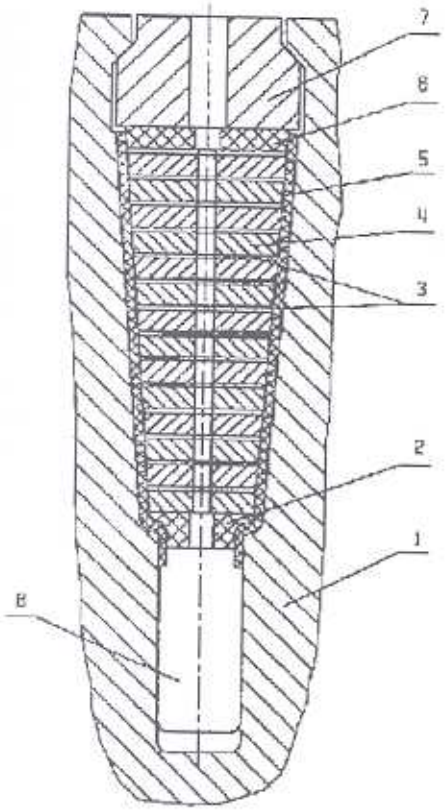


Рис. 9-9. Поперечное сечение паза ротора:
1 – вал ротора; 2 – подпазовая изолирующая прокладка; 3 – межвитковая изоляция; 4 – витки катушек; 5 – пазовая боковая изоляция; 6 – подклиновая изоляционная прокладка; 7 – пазовый клин; 8 – подпазовый канал

Ротор генератора имеет 28 обмотанных пазов трапецеидальной формы с прямоугольными подпазовыми каналами (рис.9-9). На больших зубцах полюсов выфрезерованы пазы без подпазовых каналов, в эти пазах находятся заполнители из магнитной стали. Катушки обмотки ротора изготовлены из меди с присадкой серебра.

Первые катушки каждого полюса имеют по 10 витков, остальные катушки (со второй по седьмую) – по 14 витков. Витковая и корпусная изоляция катушек выполнена из стеклоткани, пропитанной эпоксидным лаком.

Пазы ротора заклинены клиньями из дюралюминия, отделенными от катушек стеклотекстолитовыми прокладками. Лобовые части катушек удерживаются бандажными кольцами (рис. 9-10). Изоляция катушек от бандажных колец выполнена двумя слоями стеклотекстолитовых сегментов по 1,5 мм толщиной.

Для охлаждения пазовой части обмотки в витках катушек выполнены прорези размером 4x36 мм, образующие на уложенных в пазы катушках радиальные вентиляционные каналы. Выход охлаждающего воздуха из этих каналов осуществляется через подклиновые прокладки с прорезями и пазовые клинья с отверстиями диаметром 10 мм. По длине катушек расположено 47 вентиляционных отверстий.

Лобовые части обмотки отогнуты к оси вала, и в пространстве между внешней поверхностью катушек и внутренней цилиндрической поверхностью бандажного кольца установлены конусные стеклотекстолитовые клинья, образующие сборные вентиляционные каналы. Распорки и клинья расклиновки лобовых частей имеют на боковых поверхностях выемки, образующие радиальные вентиляционные каналы.

Охлаждение лобовых частей обмотки ротора осуществляется по тракту «подкатушечное пространство – радиальные каналы в клиньях и распорках – сборные каналы». Из сборных каналов охлаждающий воздух через каналы центрирующих колец выбрасывается в пространство между лобовыми частями обмотки статора и бандажными кольцами. Интенсификация охлаждения лобовых частей обмотки ротора осуществляется центробежными вентиляторами, закрепленными на центрирующих кольцах. Вентилятор насажен горячей посадкой на заточку центрирующего кольца.

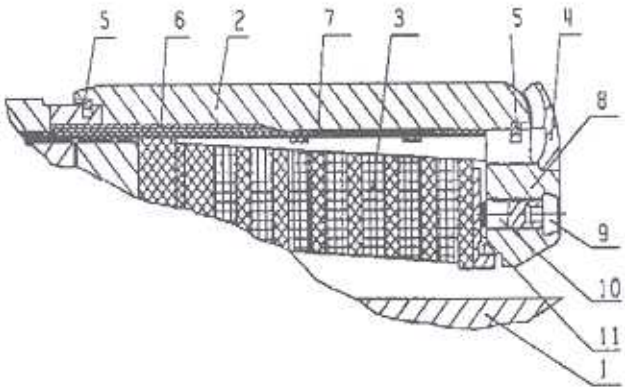


Рис. 9-10. Бандажный узел ротора:
1 – вал ротора; 2 – кольцо бандажное; 3 – катушки обмотки ротора; 4 – вентилятор лобовой части; 5 – шпонка кольцевая; 6 – сегмент демпферный медный; 7 – сегмент подбандажный изолирующий; 8 – кольцо центрирующее; 9 – балансировочный груз; 10 – винт отжимной; 11 – кольцо нажимное

Бандажные кольца изготовлены из немагнитной коррозионностойкой стали. Кольца имеют одну посадку на бочку ротора. От осевого смещения бандаж удерживается кольцевой шпонкой, установленной в канавку бочки ротора. Для отжатия шпонки на бандаже имеются специальные каналы.

Центрирующие кольца изолированы от обмотки стеклотекстолитовыми кольцами и установлены в бандажные кольца с горячей посадкой; фиксация от смещения выполнена кольцевыми шпонками. Для отжатия шпонок на бандаже выполнены также специальные каналы.

Демпферная система выполнена из двух слоев медных сегментов толщиной по 1,5 мм. Сегменты уложены внахлест поверх подбандажной изоляции катушек. Зубцы сегментов входят в обмоточные пазы и пазы больших зубцов и уплотняются клиньями из медного сплава.

Токоподвод от возбудителя к обмотке ротора (рис. 9-11) выполнен изолированными отформованными медными перемычками (*1*), соединенными с медными полустержнями (*2*), расположенными в центральном отверстии вала, изолированными токоведущими болтами (*4*) и шинами (*5*), соединяющими болты с обмоткой.

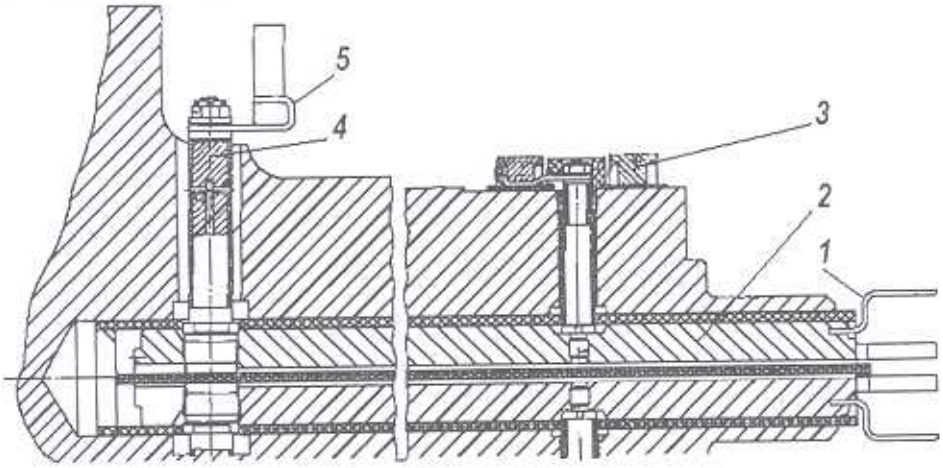


Рис. 9-11. Токоподвод ротора

На рис.9-11 видны также контактные кольца (*3*), предназначенные для контроля изоляции обмотки ротора, измерения сопротивления обмотки ротора, работы схемы защиты ротора от замыкания обмотки на «землю». Щеточная траверса состоит из двух пар щеток. Каждая пара щеток закреплена на отдельных изоляционных основаниях, установленных на щите возбудителя.

Воздухоохладители крепятся к боковым стенкам корпуса статора двумя рядами болтов. Съемные заглушки крышек в камерах позволяют производить чистку камер, трубок, не отсоединяя их от воздухоохладителя. Технические параметры воздухоохладителей:

количество воздухоохладителей – 4;

число ходов в воздухоохладителе – 2;

гидравлический объем воздухоохладителя, $м^3$ – 0,4;

номинальная температура охлаждающего воздуха, °С – 40;
максимальная температура холодной воды, °С – 33;
минимальная температура холодной воды, °С – 12;
наибольшее допустимое давление воды, МПа (кгс/см^2) – 0,45 (4,5);
номинальный расход воды на один воздухоохладитель, м^3/ч – 75;
гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см^2) – 0,024 (0,24);
аэродинамическое сопротивление, Па (кгс/см^2) – 127 (13);
расход воздуха, м^3/с – 7.

Изготовитель допускает работу генератора с нагрузкой 75% номинальной в течение 24 час при одном отключенном воздухоохладителе, что обеспечивает возможность его ревизии при работе генератора без нарушения герметичности системы охлаждения.

Система наддува воздуха (рис.9-12) обеспечивает избыточное давление воздуха в генераторе по сравнению с окружающей атмосферой. В систему входят центробежный вентилятор, фильтр, приборы, измеряющие давление воздуха до и после фильтра, и запорно-регулирующая аппаратура.

Параметры вентилятора системы наддува:
производительность, м^3/ч – 400,
напор, кПа (мм в.ст.) – 1,5 (150),
мощность электродвигателя, кВт – 1,5,
напряжение электродвигателя, В – 380.

В системе теплоконтроля используются термопреобразователи сопротивления типов ТСМ-IX, ТСМ-9203-05 и ТСМ-9204-05 (50 Ом при t= 0°С). Температура обмотки статора контролируется по 6 термопреобразователям типа ТСМ-IX, установленным между стержнями в пазах № 2, 18, 34. Температура сердечника статора контролируется по 6 термопреобразователям сопротивления типа ТСМ-IX, установленным на дне пазов № 3, 19, 35. Горячий воздух в корпусе генератора контролируется четырьмя преобразователями типа ТСМ-9203, установленными на входе воздуха в воздухоохладители. Для контроля холодного воздуха на выходе из воздухоохладителей установлены 8 термопреобразователей ТСМ-9203. Температура воды в воздухоохладителях контролируется термопреобразователями типа ТСМ-9203: 2 – на входных патрубках и 4 – на сливных патрубках. Внутри кожуха возбудителя установлены термопреобразователи ТСМ-9203 для контроля холодного и горячего воздуха.

Обозначение	Наименование	Количество
ЦВ1, ЦВ2	Центробежный вентилятор	2
ФГ1, ФГ2	Фильтр газовый 5БС. 433. 183-02	2
НМ1	Напорометр НМП-100 1,6 кПа	1
НМ2	Напорометр НМП-100 1,0 кПа	1
РУ	Реле уровня РОС-501И	1
ПС	Патрубок смотровой	1
ВН1-ВН7	Клапан сильфонный Ду80	7
ВН8	Клапан сильфонный Ду50	1
К	Клапан запорный сильфонный Ду6	4
ПИ1	Преобразователь измерительный Сапфир 22ДИ-2110-01-УХЛ3.	1
ПИ2	Преобразователь измерительный Сапфир 22ДИ-2110-01-УХЛ3.	1
КО1, КО2	Клапан обратный	2

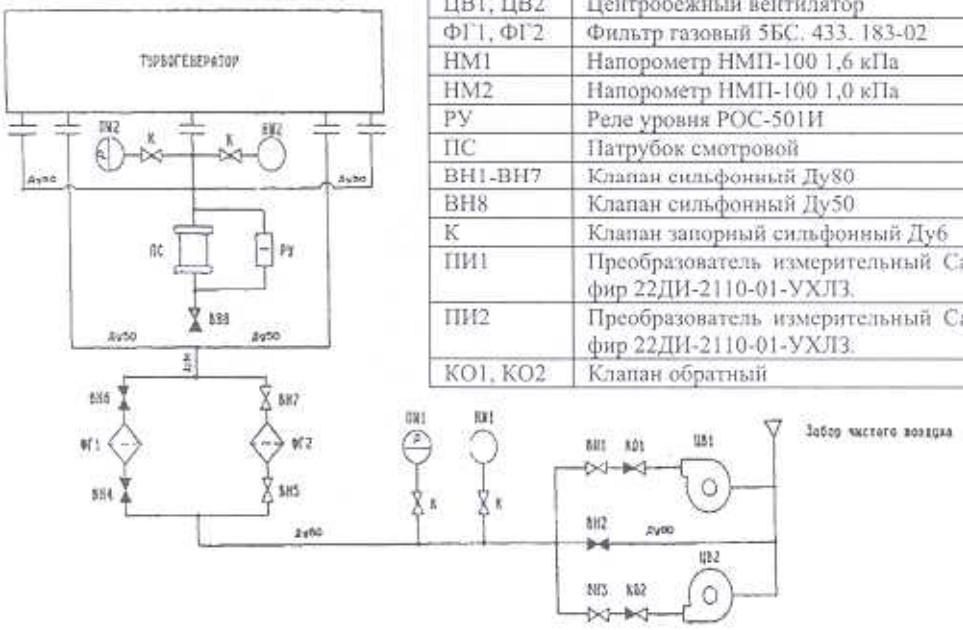


Рис. 9-12. Схема наддува турбогенератора

Турбогенераторы с воздушным охлаждением имеют высокое использование активных частей, а потому и достаточно высокие рабочие температуры. Это требует внимательного отношения к техническому осмотру турбогенератора, особенно статора, в процессе разборки для выявления косвенных признаков повышенных температур обмотки (изменение цвета лакокрасочных покрытий, изменение структуры изоляции). У турбогенераторов напряжением 15,75 кВ и более должно быть обращено внимание на междуфазные зоны, пазовые части и вылеты лобовых частей статорной обмотки для выявления возможного повреждения полупроводящих покрытий. Для осмотра вылетов обмотки необходимо снять все детали, мешающие такому осмотру. Для устранения дефектов следует обращаться на завод-изготовитель.

На турбогенераторах типа ТФП первых выпусков целесообразно заменить осевые вентиляторы на вентиляторы с более высоким КПД.

Возбудитель типа БВД-130-3000 У3 (рис.9-13) представляет собой обращенный синхронный трехфазный генератор с неподвижной восьмиполюсной магнитной системой и вращающимся якорем с выпрямителями. Якорь и выпрямители расположены на одном валу и жестко соединены с ротором генератора. Электрическое соединение внутреннего токопровода ротора генератора с выводными токособирательными кольцами вращающегося выпрямителя расположено внутри вала возбудителя.

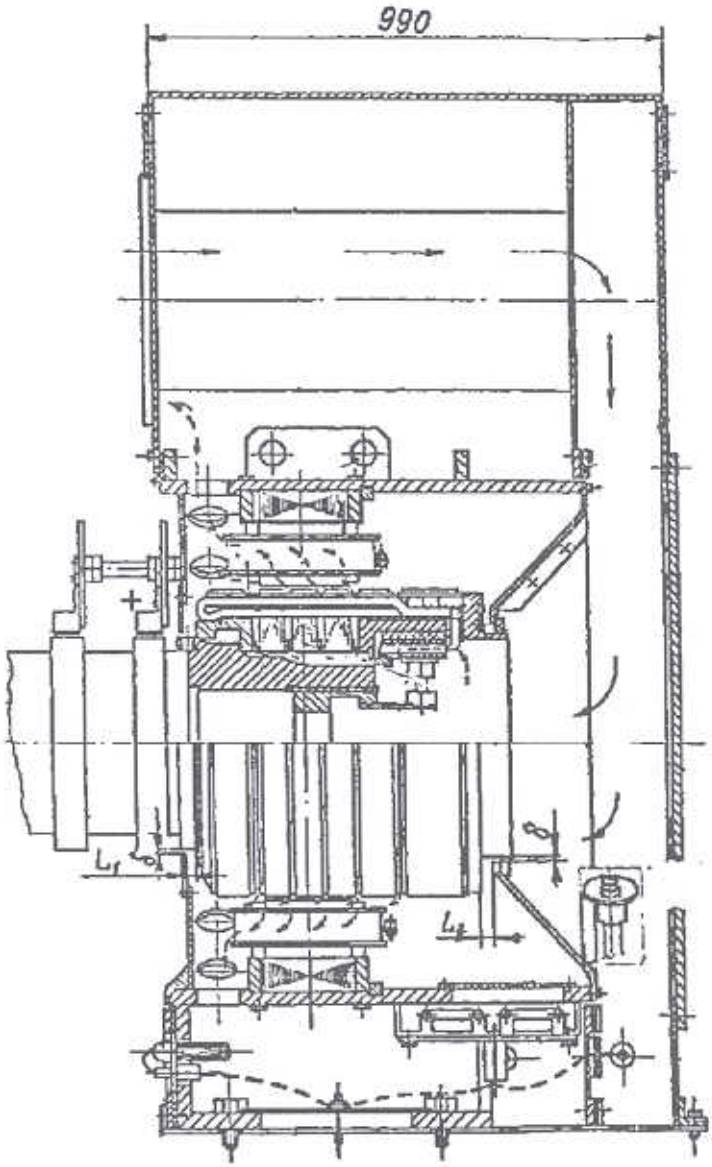


Рис. 9-13. Продольный разрез возбудителя БВД-130-3000

Возбудитель оборудован электронагревательными элементами для предупреждения конденсации влаги в холодный период.

Ярмо и сердечники полюсов магнитной системы набраны из электротехнической стали. Сердечники полюсов крепятся к ярму болтами. На полюсах установлены катушки обмотки возбуждения возбудителя.

Сердечник якоря – шихтованный из электротехнической стали. Обмотка якоря– трехфазная волновая, двухслойная. Соединение концов обмотки выполнено в «звезду». Схема обмотки якоря: 72 паза; 5 ветвей; каждая ветвь лежит в 24 пазах; благодаря изменению вылета лобовых частей катушек(в каждой ветви в двух местах) шаг по пазам переменный: нормальный шаг – 1-8-19, а сокращенный – 1-8-18. Нулевая шина выполнена в виде медного изолированного кольца, установленного на наружной поверхности нажимной плиты сердечника якоря со стороны свободного конца вала. Лобовые части обмотки, «нулевая шина», выводные концы обмотки закреплены бандажами из стальной немагнитной проволоки.

Вращающийся выпрямитель состоит из диодов прямой и обратной последовательности (соответственно, типа Д 105-630 и Д 105-630Х). Диоды с радиаторами охлаждения установлены на внутренней поверхности обмоткодержателя якоря. Выводные шины положительной и отрицательной полярности имеют разную длину. Шины с меньшей длиной соединены с токособирательным кольцом положительной полярности, с большей длиной – с кольцом отрицательной полярности. Токособирательные кольца закреплены внутри вала якоря.

Внутренний токоподвод вала ротора генератора, состоящий из двух полустержней, заведен в вал якоря и в зоне соединения с токособирательными кольцами снабжен отогнутыми Г-образными шинами. Группы из трех шин закреплены на токособирательных кольцах болтовыми соединениями. Схема выпрямления тока представлена на рис. 9-14.

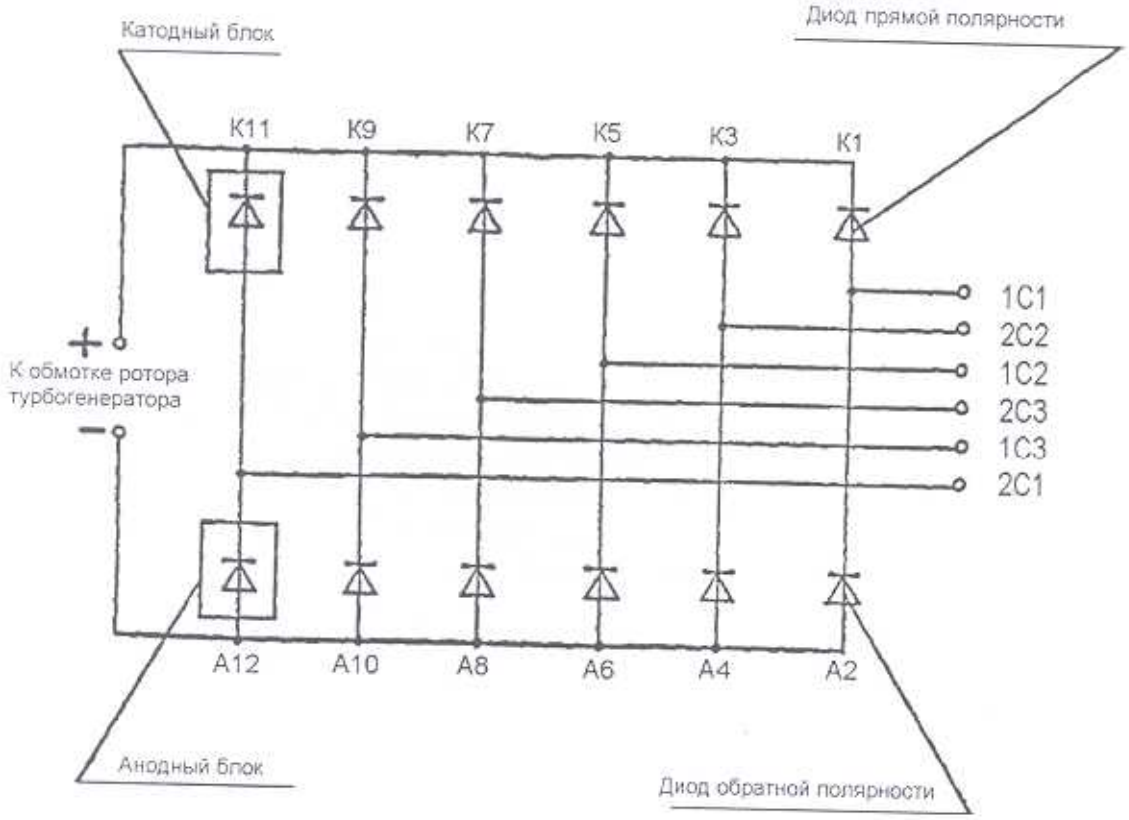


Рис. 9-14. Схема выпрямления тока

Вентиляция возбудителя выполнена по замкнутому циклу, для отвода потерь используются воздухоохладители генератора. Кожух возбудителя разделен на входную и выходную камеры, связанные с кожухом генератора воздуховодами. Воздух из напорной зоны холодного воздуха после вентилятора генератора (со ст. «В») по левому воздуховоду (вид со стороны генератора на возбудитель) поступает во входную камеру кожуха возбудителя.

Нагретый воздух, пройдя через радиаторы выпрямителей, аксиальные каналы вала, радиальные каналы сердечника якоря, межполюсные окна магнитной системы и радиальные отверстия в корпусе станины, выводится в выходную камеру кожуха возбудителя и по правому воздуховоду – в кожух генератора. Напор обеспечивается последовательно: вентилятором генератора и радиальными распорками пакетов якоря возбудителя.

9.2. Разборка и ремонт узлов турбогенератора с форсированным воздушным охлаждением ротора

Здесь также рассматривается генератор типа ТФП-36-2У3 завода «Электросила».

Разборка турбогенератора начинается со снятия воздуховодов между кожухами статора и возбудителя, демонтажа кожухов[1].

Разборка торцевых деталей корпуса статора (маслоуловителей, вентиляционных щитов, стоек, закрытий лобовых частей обмотки статора) производится в последовательности, определяемой их конструкцией без применения специализированной оснастки.

Магнитная система возбудителя снимается с якоря по фундаментной плите, якорь остается закрепленным на конце вала ротора генератора.

Вывод ротора выполняется с использованием одного крана, внешней тележки и рельсового пути, удлинителя вала. В качестве промежуточных опор при установке удлинителя, выкатывании вкладышей подшипников используются съемные опорные плиты и подставки, устанавливаемые на торцах корпуса статора. Монтажный лист, вводимый обычно в расточку статора, заменяется небольшой прокладкой.

Изготовителем предусматривается снятие бандажных колец совместно с центрирующими кольцами и последующее их разделение. При этом требуется дополнительно выполнить снятие полумуфты, контактных колец, ступиц вентиляторов и направляющих колец. Проектная оснастка для снятия бандажных колец включает опорные кольца, закрепляемые в выточках вала, и стяжные шпильки. Нагрев при разборке и сборке узлов с горячей посадкой рекомендуется в пределах, указанных в табл. 9-5.

В практике ремонтов, не связанных с перемоткой обмотки ротора или повреждением бандажных колец, возможно снятие бандажных колец с посадочных мест без центрирующих колец. При этом бандажные кольца не выводятся за пределы вала ротора и устанавливаются на роликовые опоры, обеспечивающие возможность их равномерного охлаждения после нагрева и выполнение всех регламентных проверок. При таком методе снятия бандажных колец выполняется предварительная установка на центрирующие кольца осевых упоров и распорок относительно вала.

[1] Если перед остановом генератора в ремонт имело место пожаротушение инертным газом, то при разборке надо соблюдать осторожность во избежание удушья персонала, поскольку турбогенератор не имеет системы продувки для удаления газа из корпуса.

Таблица 9-5. Рекомендуемые температуры нагрева деталей с горячей посадкой

Наименование детали	Температура, ° С	
	при насадке	при съеме
Бандажное кольцо из коррозионностойкой немагнитной или среднеуглеродистой стали:		
относительно бочки ротора	220-240	240-260
относительно центрирующего кольца	220-240	
Бандажное кольцо из титанового сплава:		
относительно бочки ротора	250-270	250-270
относительно центрирующего кольца	370-390	380-400
Кольцо направляющее	220-240	230-250
Вентилятор	210-230	220-240
Полумуфта со стороны турбины	240-260	250-270
Кольцо соединительное	330-350	350-370
Кольцо контактное	210-230	220-240

Нагрев бандажных колец, полумуфты, ступиц вентиляторов для снятия и насадки на посадочные места ротора производится индуктором (параметры индуктора и трансформатора приведены в разделе 12).

Натяги в узлах сопряжения деталей, с горячей посадкой должны составлять:

бандажное кольцо – бочка ротора: 1,5 мм,

бандажное кольцо – центрирующее кольцо: 1,7 мм,

вентилятор центрирующего кольца – центрирующее кольцо: 0,9 мм,

кольцо направляющее – вал ротора: 0,6 мм,

ступица вентилятора – вал ротора: 0,6 мм,

контактное кольцо – изоляционная втулка вала ротора: 0,435–0,378 мм.

Контролируемые при ремонтах величины зазоров и относительных положений (по четырем точкам) должны соответствовать требованиям, указанным в приведенных ниже формулярах 1-9.

При сборке разъемов сопрягаемых деталей кожухов лобовых частей обмотки статора, стоек, поддерживающих щиты вентиляторов, щитов вентиляторов, уплотнений вала рекомендуется плоскости сопряжения промазывать герметиком. Кроме того герметиком необходимо промазывать и изоляционные листы подстуловой изоляции для предупреждения попадания под стул влаги.

Гидравлическая плотность воздухоохладителя проверяется водой давлением 0,5 МПа (5 кгс/см^2) в течение 1 часа. Течи не допускаются.

Проверка на плотность генератора в сборе проводится при непрерывной работе вентилятора наддува в течение 3 часов. Давление воздуха в генераторе во время проверки должно составлять (0,05–0,2) кПа (5–20 мм.вод.ст.).

Методы ремонта обмоток, активной стали, воздухоохладителей аналогичны применяемым для турбогенераторов ТВ, ТВФ.

Испытание сердечника статора на нагревание производится при каждом капитальном ремонте с выводом ротора, а также при ремонте активной стали (см. раздел 14). При этом допустимый максимальный нагрев зубцов сердечника не должен превышать 18 °С, а наибольшая разность нагрева зубцов – 10 °С; удельные потери в сердечнике не должны превышать 2,3 вт/кг.

При капитальных ремонтах сопротивление изоляции отдельных узлов должно проверяться в соответствии с требованиями табл. 9-6.

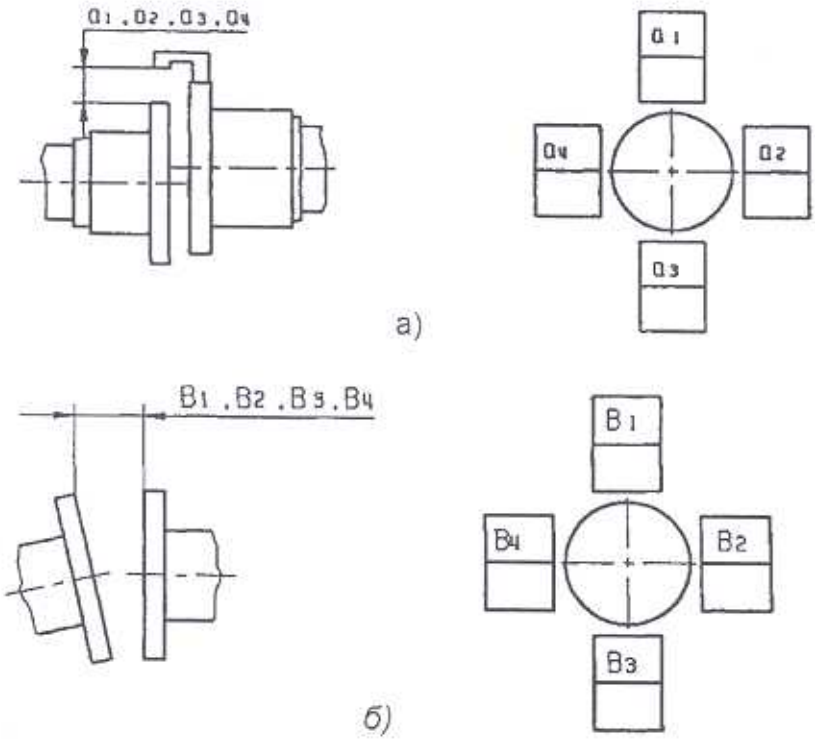
Испытания изоляции на электрическую прочность производятся, как указано в разделе 14, в соответствии с нормами [15]. При этом для обмотки возбуждения возбудителя принята норма $U_{исп}$ = 0,4 кВ. Испытания обмотки статора производятся при снятом кожухе статора и выведенном роторе после очистки обмотки от загрязнений.

Измерение сопротивления обмотки постоянному току производится в практически холодном состоянии с фиксацией температуры. При этом полученные значения сопротивления обмотки статора генератора, обмотки ротора генератора с подключенным якорем возбудителя, цепей термопреобразователей сопротивления – не должны отличаться от ранее измеренных более, чем на 2%. Для обмотки якоря возбудителя, обмотки возбуждения возбудителя подобные отличия не должны превышать 3%.

Ниже приводятся образцы формуляров, подлежащих заполнению в процессе ремонта турбогенератора, и допустимые значения измеряемых величин.

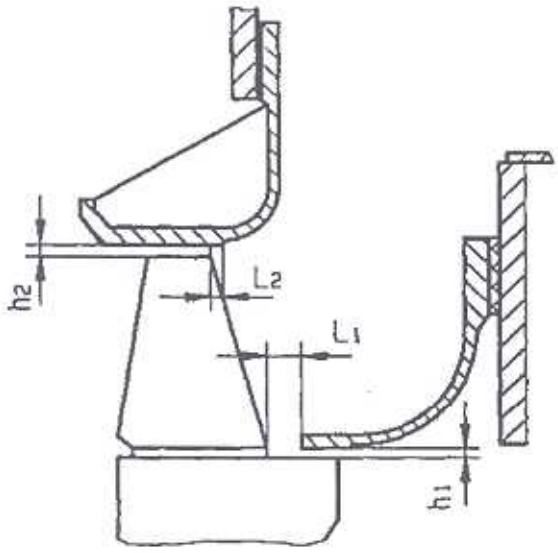
Таблица 9-6. Требования к измерениям сопротивления изоляции ($R_{из}$) узлов турбогенератора ТФП-36-2У3

Наименование объекта	Условия испытаний. Нормы		Напряжение омметра, В
Обмотка статора	$R_{из}$ каждой фазы по отношению к заземленному корпусу и другим заземленным фазам при отсоединенном шинопроводе должно быть не менее:		2500
	температура изоляции, °С	сопротивление изоляции, МОм	
	75	105	
	70	170	
	60 и менее	300	
Обмотка якоря возбудителя	$R_{из}$ при температуре (10–30) °С должно быть не менее 8 МОм. Выводные шины возбудителя отсоединены от ротора турбогенератора		500
Обмотка ротора совместно с якорем	$R_{из}$ при температуре (10–30) °С должно быть не менее 0,5 МОм		1000
Термопреобразователи сопротивления	Определяется $R_{из}$ вместе с соединительными проводами от измерительного прибора до термопреобразователя сопротивления, включая соединительные провода, уложенные внутри машины. $R_{из}$ должно быть не ниже 0,5 МОм		500
Подшипник	$R_{из}$ измеряется для подшипника относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах при отсутствии контакта между подшипником и шейкой вала ротора, для каждого трубопровода и подстуловой изоляции. $R_{из}$ должно быть не менее 1,0 Мом		1000
Изоляция щитов вентилятора	$R_{из}$ измеряется относительно закрытий (кожухов) лобовых частей обмотки статора и между частями вентиляторов. $R_{из}$ должно быть не ниже 1,0 Мом		1000
Обмотка возбуждения возбудителя	$R_{из}$ по отношению к заземленному корпусу при температуре (10–30)°С должно быть не менее 2,0 МОм		500
Изоляция уплотнений вала	$R_{из}$ уплотнений измеряется относительно стоек, на которых закреплены уплотнения. $R_{из}$ должно быть не менее 1,0 МОм		1000
Изоляция электронагревателей	$R_{из}$ электронагревателей вместе с соединительными проводами измеряется относительно входного штепсельного разъема. $R_{из}$ должно быть не менее 1,0 МОм		500
Примечание: Отношение сопротивлений изоляции R_{60}/R_{15} должно быть не менее 1,3 при температуре от +10 °С до +30 °С.			



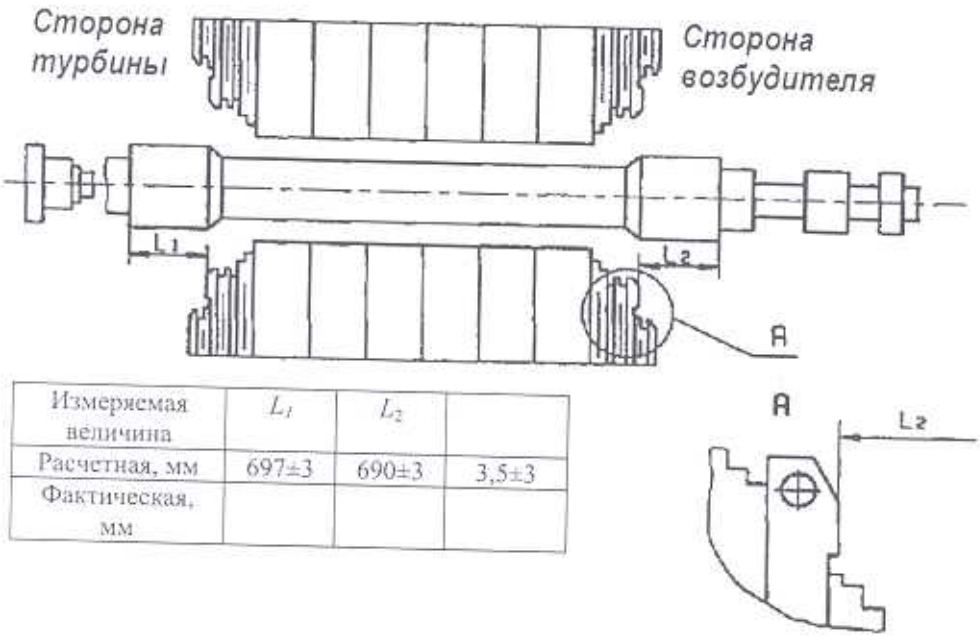
Формуляр 1
Результаты центровки генератора и турбины

а)	Радиальное смещение осей вращения валов на торцах (»расцентровка по радиусу») ***а*** , мм	Допустимое	Фактически
		0,03 не более	
б)	Непараллельность торцов полумуфт ***В***, мм	0,03 не более	



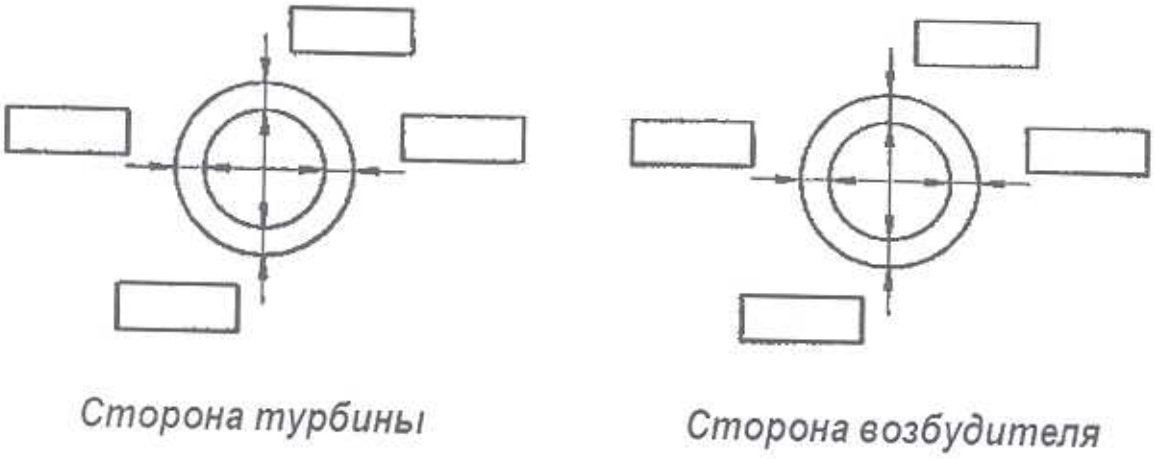
Формуляр 2
Результаты установки щитов вентиляторов

Измеряемая величина	Сторона возбудителя		Сторона турбины	
	расчетная	фактическая	расчетная	фактическая
h_1	3±1		3±1	
h_2	3±1		3±1	
L_1	43,5±3		36,5±3	
L_2	21,5±3		14,5±3	

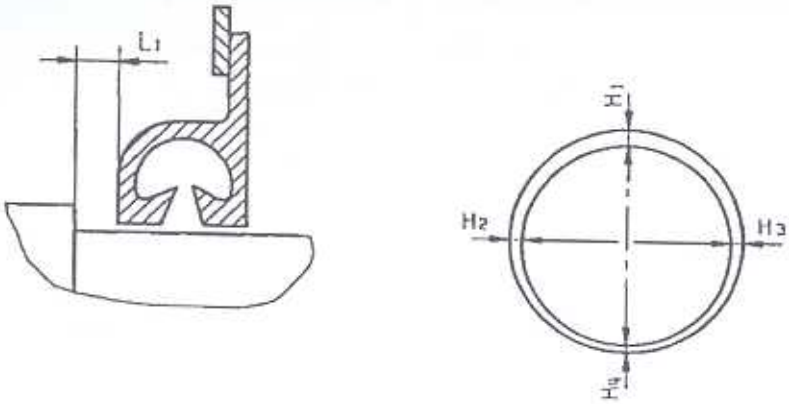


Измеряемая величина	L_1	L_2	
Расчетная, мм	697±3	690±3	3,5±3
Фактическая, мм			

Формуляр 3
Осевое смещение статора относительно ротора

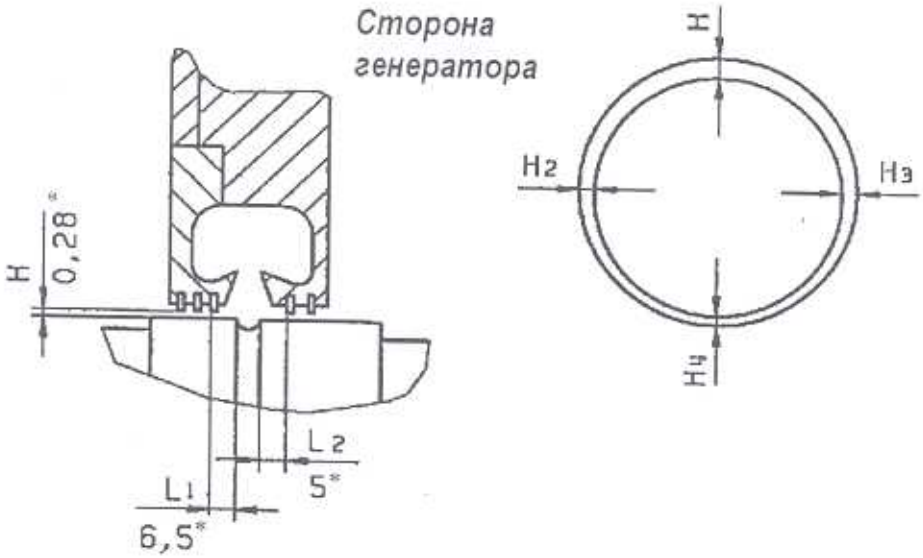


Формуляр 4
Радиальное положение статора относительно ротора (воздушный зазор),
средняя расчетная величина 28^{+2} мм.
Разность диаметрально противоположных зазоров не должна превышать 2,0 мм



Формуляр 5
Результаты установки уплотнения вала

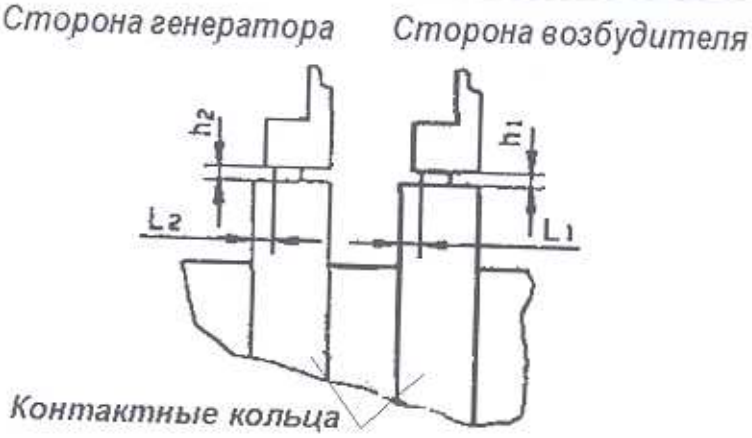
Измеряемая величина	Сторона возбудителя		Сторона турбины	
	расчетная	фактическая	расчетная	фактическая
H_1	0,8…1,2		0,8…1,2	
H_2	0,5…0,8		0,5…0,8	
H_3	0,5…0,8		0,5…0,8	
H_4	0,2…0,4		0,2…0,4	
L_1	55,5±3		48,5±3	



Измеряемая величина	Фактическая величина, мм
H_1	
H_2	
H_3	
H_4	
L_1	
L_2	

Формуляр 6
Результаты установки маслоуловителя подшипника со стороны турбины (поставляется заводом-изготовителем турбины)

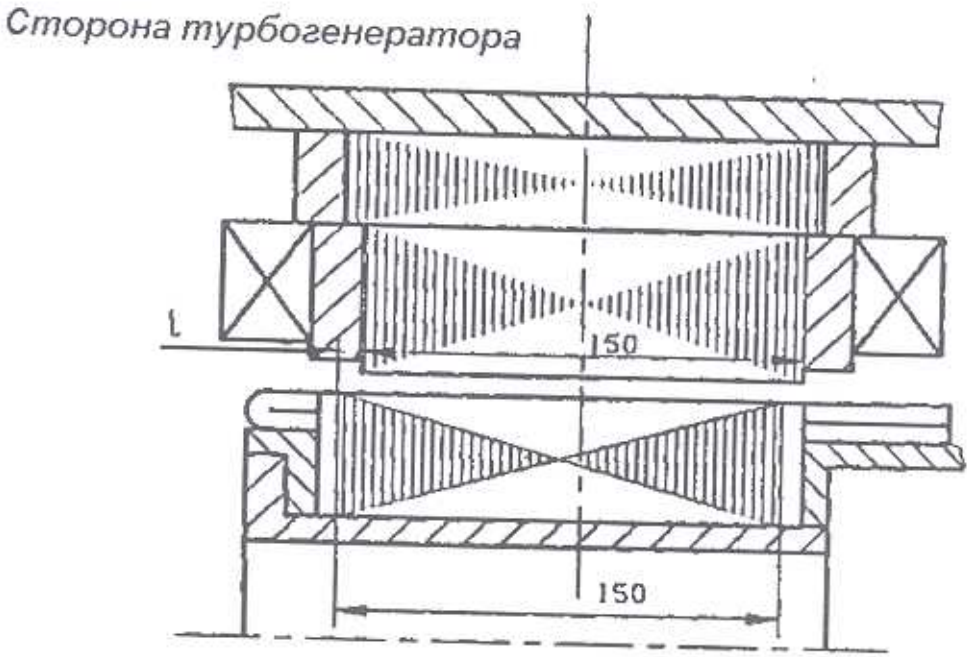
* Размеры для справок



Формуляр 7

Результаты установки щеточной траверсы

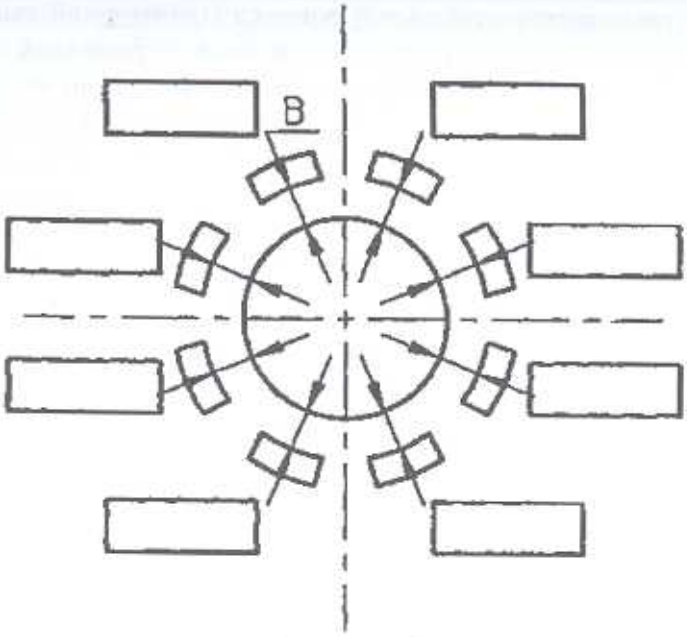
Размеры, мм	L_1	h_1	L_2	h_2
Расчетные	23±5	3±1	23±5	3±1
Фактические				



Формуляр 8

Осевое смещение сердечника полюса возбудителя относительно якоря (l, мм)

Измеряемая величина	Расчетная, мм	Фактическая, мм
l	5±2	



Формуляр 9
Воздушный зазор между серединой полюса возбудителя и сердечником якоря (В, мм): расчетная величина 3±0,3

9.3. Турбогенераторы с форсированным воздушным охлаждением завода «ЭЛСИБ»

Турбогенераторы серии ТФ с форсированным воздушным охлаждением мощностью от 25 до 160 МВт производства завода «ЭЛСИБ» предназначаются для сочленения с паровыми и газовыми турбинами на вновь строящихся и расширяющихся электростанциях, а также для замены отработавших свой ресурс турбогенераторов старых серий и единой унифицированной серии ТВФ с установкой на существующие фундаменты [31]. Как и машины, описанные в п. 9.1, эти генераторы имеют закрытое исполнение с охлаждением по замкнутому контуру. Обмотка статора имеет косвенное охлаждение, обмотка ротора – непосредственное. Циркуляция воздуха обеспечивается осевыми вентиляторами, установленными на валу ротора, Воздух охлаждается водой в воздухоохладителях, встроенных в корпус статора горизонтально. Турбогенератор снабжается осушителями воздуха, влагомером и указателями аварийной утечки воды внутри корпуса статора.

Корпус статора неразъемный, сварен из листовой стали. В местах выхода вала из корпуса статора выполнены кольцевые камеры уплотнений вала. Создание избыточного давления в камерах уплотнения вала (во избежание попадания внутрь загрязненного воздуха) и восполнение утечек воздуха из генератора осуществляются с помощью системы подпитки, очистки и осушения воздуха.

Сердечник статора собран из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм с низкими удельными потерями на продольных профильных ребрах статора и удерживается в сжатом состоянии нажимными кольцами из немагнитной стали. Вдоль оси сердечник статора разделен вентиляционными каналами на пакеты. Торцевая зона сердечника защищена медными экранами для расширения режимов работы турбогенератора при потреблении реактивной мощности. Обмотка статора трехфазная, двухслойная, стержневая. Элементарные проводники стержня транспонированы в пазовой и лобовой частях. Изоляция обмотки термореактивная, класса нагревостойкости F, допустимые температуры – по классу В. Обмотка в пазах закрепляется встречными клиньями из пластмассы. Линейные и нулевые выводы располагаются в нижней части статора.

Вал ротора изготавливается из цельной поковки специальной высокопрочной стали. Катушки обмотки ротора выполнены из полосовой меди с присадкой серебра. Пазы ротора имеют подпазовые каналы, которые используются для подачи воздуха во внутренние вентиляционные каналы витков. Изоляция обмотки – класса F, допустимая температура – по классу В. В пазах обмотка закрепляется дюралюминиевыми клиньями. Лобовые части обмотки закрепляются бандажными кольцами из немагнитной коррозионностойкой стали. Для защиты торцевых зон обмотки ротора от повреждения токами обратной последовательности под бандажными кольцами установлены медные сегменты, образующие короткозамыкающие кольца. Зубцы медных сегментов заходят в обмоточные пазы и в специальные пазы, профрезерованные в больших зубцах бочки ротора.

Опорные подшипники выносные; маслоснабжение – от системы смазки турбины. При сопряжении турбогенераторов с паровыми турбинами подшипник со стороны турбины поставляется турбинным заводом. При сопряжении турбогенераторов с газовыми турбинами подшипник со стороны турбины поставляется с генератором; кроме того для обеспечения необходимой высоты вала генераторы устанавливаются на специальную подставку. При сопряжении с газовыми турбинами турбогенераторы допускают работу в режиме двигателя для разворота газовой турбины от тиристорного пускового устройства.

Контактно-щеточный аппарат для подвода тока возбуждения к контактным кольцам ротора размещается за подшипником на стороне выводов статора.

Система возбуждения турбогенераторов поставляется в двух вариантах:

бесщеточная система возбуждения (БСВ) с питанием от вращающегося якоря вспомогательного генератора переменного тока через выпрямители; якорь вспомогательного генератора и выпрямители размещаются на валу турбогенератора вместо контактных колец; охлаждение обеспечивается воздухом, подаваемым по воздуховодам из корпуса турбогенератора в кожух вспомогательного генератора;

статическая тиристорная система (СТС), выполненная по схеме самовозбуждения с питанием от понижающего трансформатора, подключенного к линейным выводам турбогенератора, со 100-процентным резервированием силовых преобразователей (два автономных и равноценных канала, каждый из которых обеспечивает выпрямление и автоматическое регулирование тока, подаваемого в обмотку возбуждения во всех режимах работы, включая форсировку).

Генератор и бесщеточный возбудитель снабжаются электронагревателями, которые должны включаться в работу в период останова блока. Для снижения уровня шума до санитарных норм генератор закрыт шумозащитным кожухом.

Основные технические данные турбогенераторов серии ТФ приведены в табл. 2-2 и 9-7.

Таблица 9-7. Технические данные турбогенераторов серии ТФ (ЭЛСИБ)

Параметр	Тип генератора						
	ТФ-25-2	ТФ-32-2	ТФ-60-2	ТФ-63-2	ТФ-90-2	ТФ-110-2	ТФ-160-2
Активная мощность, МВт	25	32	60	63	90	110	160
Полная мощность, МВ·А	31,25	40	62,5	78,75	100	137,5	188,2
Коэффициент мощности	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,85
Напряжение, кВ	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5/6,3	10,5	15,75
Ток статора, А	1720/ 2864	2200/ 3670	3440/ 5730	4330/ 7220	5500/ 9170	7560	6907
Схема соединения обмотки статора	Y/V	Y/V	YY/VV	YY/VV	YY/VV	YY	YY
Напряжение возбуждения, В	92	127/130	–	195	–	280	–
Ток возбуждения, А	855	850/865	–	1030	–	1250	–
Частота вращения, об/мин	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Частота, Гц	50	50	50	50	50	50	50
КПД, %	98,1	98,25	98,1	98,2	98,35	98,4	98,5

Параметр	Тип генератора						
	ТФ-25-2	ТФ-32-2	ТФ-60-2	ТФ-63-2	ТФ-90-2	ТФ-110-2	ТФ-160-2
ОКЗ, отн. ед.	0,47	0,58	0,64	0,51	0,66	0,57	0,64
Статическая перегружаемость, отн. ед.	1, 7	1,7	1,97	1,8	1,7	1,9	1,8
Переходное индуктивное сопротивление, отн. ед.	0,30	0,241	0,156	0,20	0,18	0,23	0,21
Температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладители, °С	33	33	33	33	33	33	33
Расход охлаждающей воды через воздухоохладители, $м^3/ч$	150	150	200	200	200	250	300
Число воздухоохладителей	2	2	4	4	4	4	4
Масса турбогенератора, т:							
общая	73	80	134	134	145	194	225
ротора	14	14	29	29	29	39,6	48
статора	51	51	82	82	102	138	144
Момент инерции ротора, $т·м^2$	2,23	3,45	–	14,7	–	23,5	–
Критические частоты вращения вала, $мин^{-1}$	1790 (4720)	1260 (3500)	–	1450 (3500)	–	1460 (3625)	–
Система возбуждения	БСВ	СТС					

Особенности компоновки турбогенераторов ТФ при соединении с паровой и газовой турбиной, а также при различных системах возбуждения видны из установочных эскизов на рис. 9-15, 9-16, 9-17.

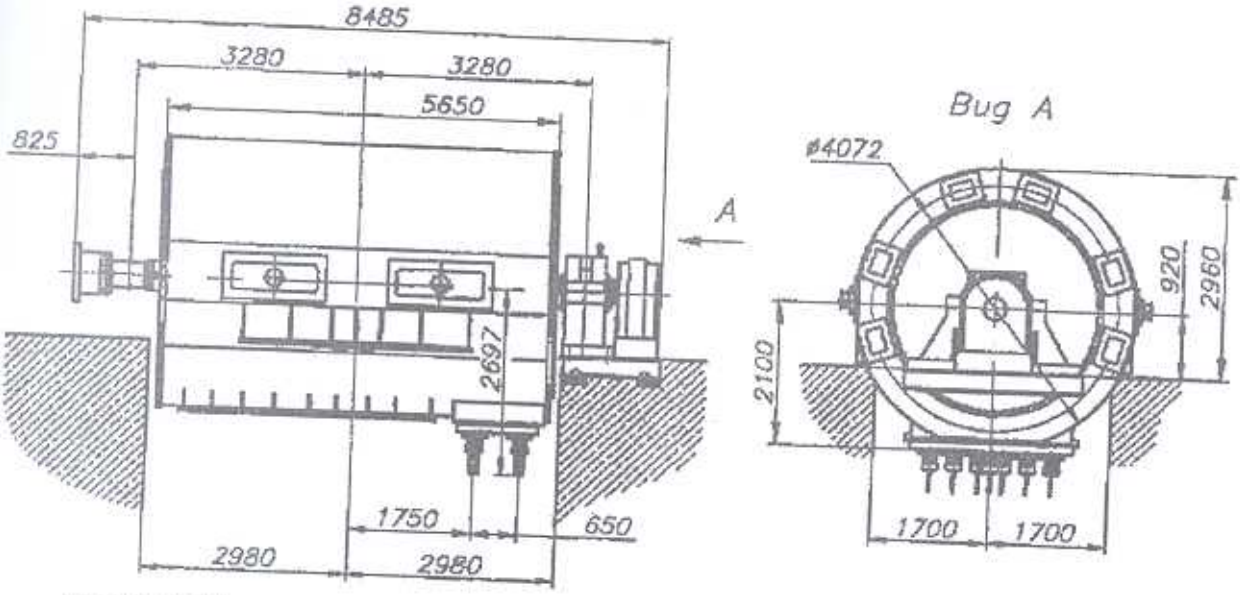


Рис. 9-15. Установочный эскиз с габаритными размерами турбогенератора типа ТФ-110-2 с тиристорной системой возбуждения (СТС) при соединении его с паровой турбиной

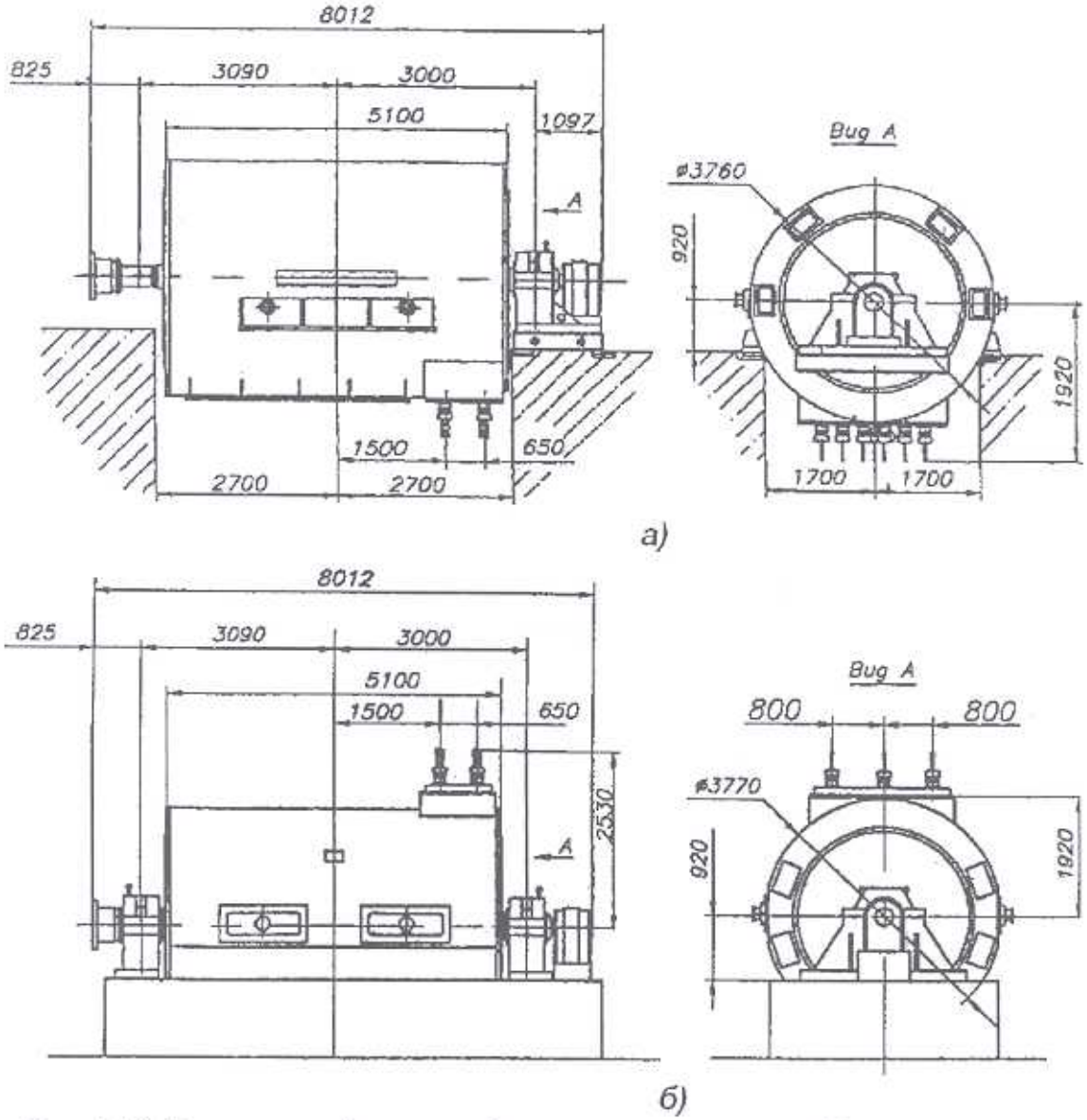


Рис. 9-16. Установочный эскиз с габаритными размерами турбогенератора типа ТФ-63-2 (СТС):

а – соединение с паровой турбиной; *б* – с газовой турбиной.

Турбогенератор ТФ-63-2 допускает повышение мощности при повышении cos φ в пределах, указанных ниже:

Активная мощность, МВт	69,3	75,0
Коэффициент мощности	0,85	0,92
Полная мощность, МВ·А	81,5	81,5
Температура охлаждающего воздуха на входе, °С	40	40
Температура воды на входе в газоохладители,^{0} С	33	33

Разборка, ремонт и сборка турбогенераторов ТФ с тиристорной системой возбуждения могут проводиться по технологии, изложенной в разделах 3, 4, 5, 6. При разборке и сборке турбогенераторов ТФ с бесщеточным возбудителем, кожух которого связан воздуховодами с корпусом генератора, следует учитывать рекомендации, изложенные в п. 9.2.

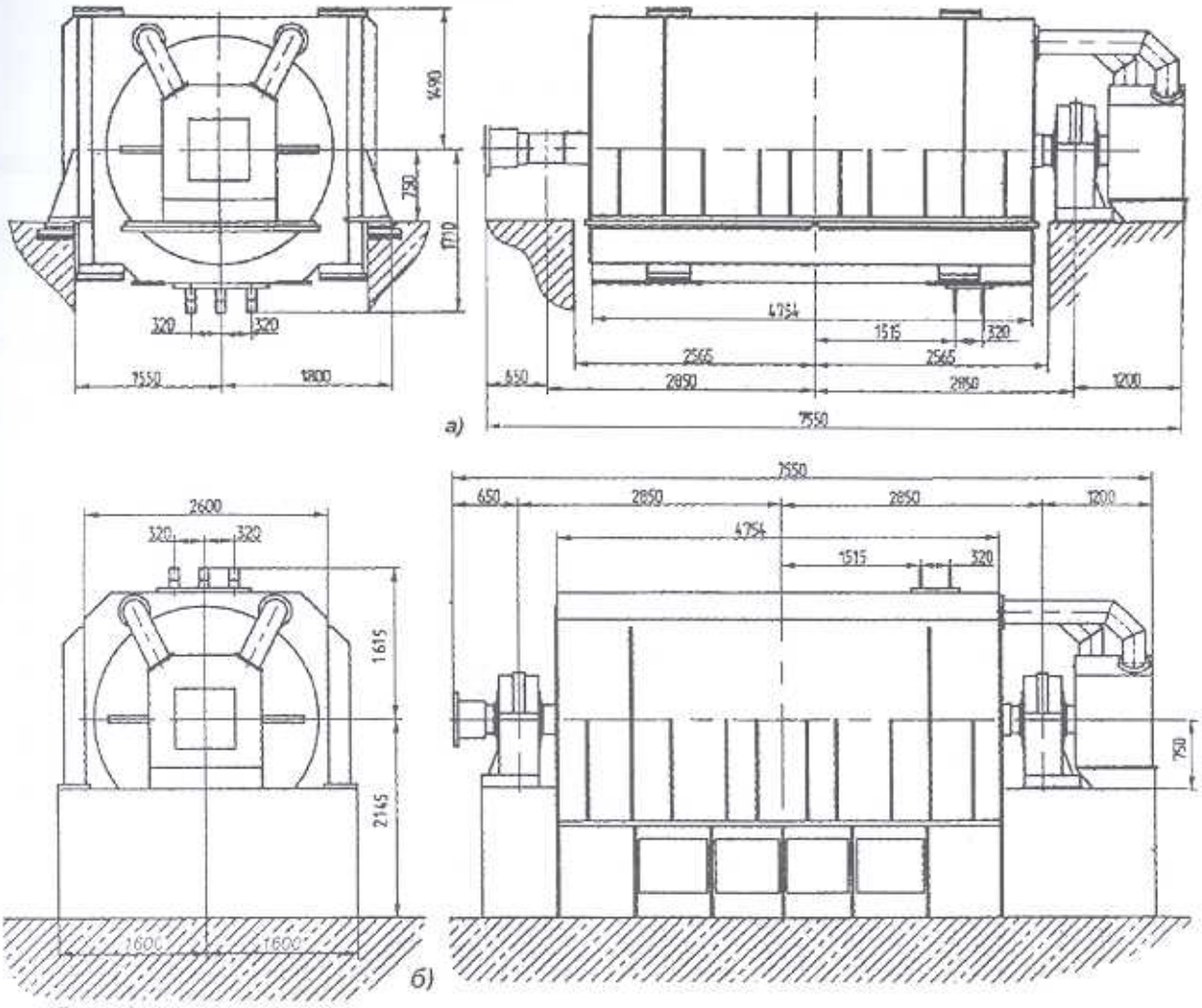


Рис. 9-17. Установочный эскиз с габаритными размерами турбогенератора типа ТФ-32-2 (БСВ):

а – соединение с паровой турбиной; *б* – с газовой турбиной

9.4. Турбогенераторы с косвенным воздушным охлаждением завода «ЭЛСИБ»

Обобщенные технические данные по турбогенераторам этого типа приведены в табл. 2-2. Далее особенности конструкции рассмотрены на примере двух типов генераторов.

Турбогенератор Т-6-2У3 с косвенным воздушным охлаждением обмоток статора и ротора имеет закрытое исполнение (рис. 9-18). Охлаждение турбогенератора осуществляется воздухом по замкнутому контуру под действием двух осевых вентиляторов, установленных на валу ротора. Воздух охлаждается водой в воздухоохладителях, встроенных в кожух, расположенный над статором турбогенератора. Имеются электронагреватели воздуха, которые включаются в работу в период останова блока.

Турбогенератор имеет два щитовых опорных подшипника скольжения. Подшипник на стороне возбудителя электрически изолирован от земли. Для сопряжения с газовой турбиной подшипник на стороне привода может быть выполнен упорно-опорным для принятия осевых нагрузок от валопровода.

Система возбуждения – бесщеточная с питанием от вращающегося якоря вспомогательного генератора переменного тока через выпрямители. Якорь вспомогательного генератора и выпрямители размещаются на валу турбогенератора вместо контактных колец.

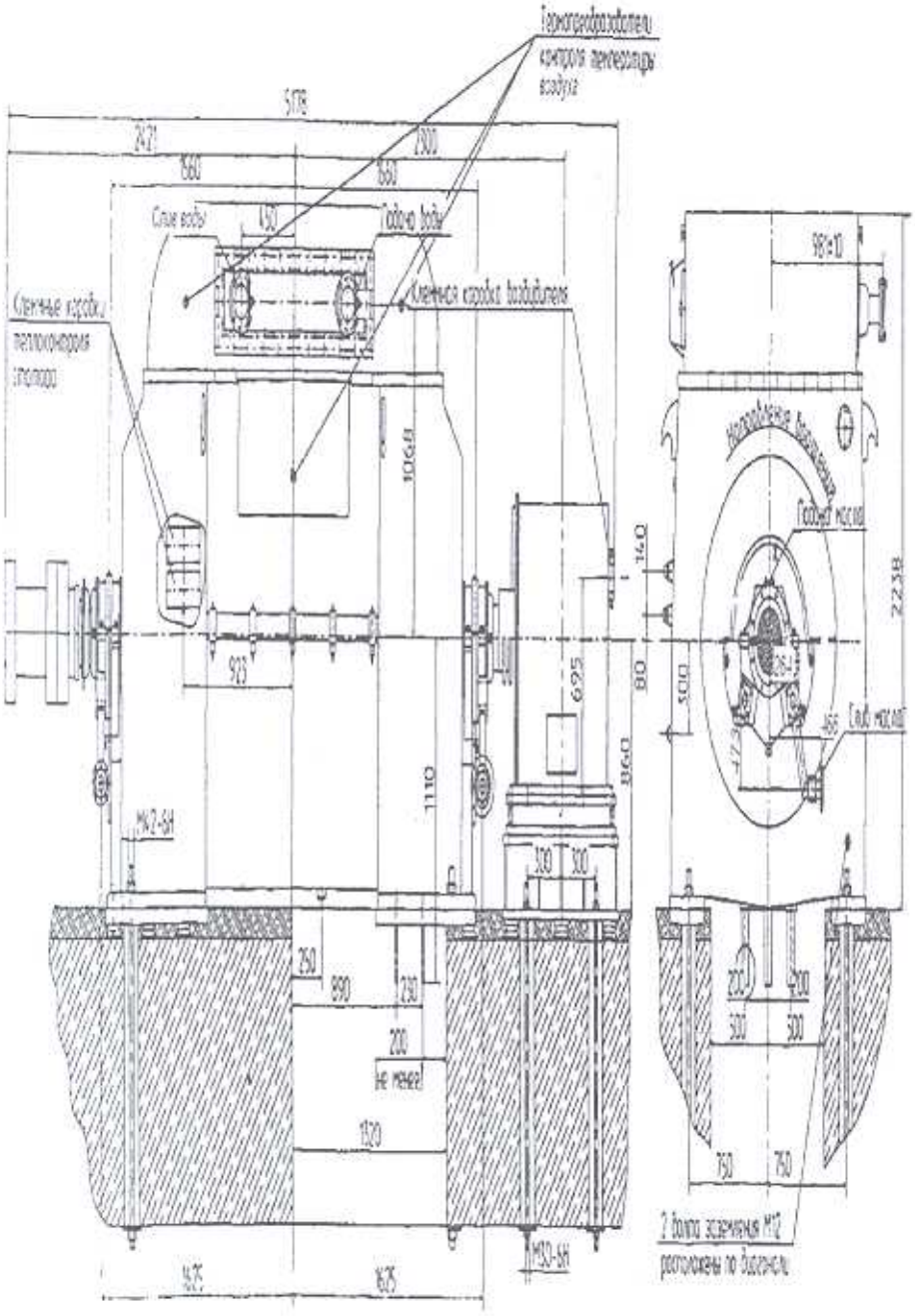


Рис. 9-18. Установочный эскиз с габаритными размерами турбогенератора типа Т-6-2У3 с бесщеточной системой возбуждения

Технические данные:

Номинальная активная мощность, кВт	6000
Полная мощность, кВ·А	7500
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение, В	10500/6300
Ток статора, А	412/686
Частота вращения, об/мин	3000
Частота, Гц	50
Коэффициент полезного действия, %	97,7

Соединение фаз обмотки статора	«звезда»/ «звезда»
Отношение короткого замыкания, о.е.	0,50/0,47
Переходное индуктивное сопротивление, о.е.,	0,16/0,17
Статическая перегружаемость, о.е., не менее	1,7
Номинальная температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладитель, °С	33
Минимальная температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладитель, °С	15
Расход охлаждающей воды через воздухоохладители, $м^3/ч$	42
Длительно-допустимая мощность при cos φ = 0,85 и при температуре воздуха на входе в генератор 40°С, кВт	6600
Максимальная длительно-допустимая мощность при cos φ = 0,85 и при температуре воздуха на входе в генератор 30°С, кВт	7200
Допустимые температуры, °С	
обмотки статора по термометрам сопротивления в пазах	125
обмотки ротора, измеренная методом сопротивления,	130
железа статора по термометрам сопротивления в пазах	120
Массы, кг	
общая	18000
статора	8800
ротора	5300

Сердечник статора собирается из изолированных сегментов электротехнической стали. Для охлаждения обмотки и сердечника статора в сердечнике выполнены радиальные вентиляционные каналы, которые разделяют сердечник по длине на отдельные пакеты. По внешнему диаметру сердечника выполнены воздуховоды для подачи воздуха в радиальные каналы.

Обмотка статора двухслойная катушечная. Изоляция обмотки статора термореактивная («Монолит-2» класса нагревостойкости «F»). Обмотка имеет шесть выводов: 3 – линейных, 3 нулевых. Выводы обмотки оснащаются трансформаторами тока.

Ротор изготовлен из цельной поковки специальной стали, обеспечивающей механическую прочность ротора при всех режимах работы генератора. Обмотка ротора выполнена из холоднотянутых сплошных медных проводников и укладывается в пазы, профрезерованные в бочке ротора. Изоляция обмотки ротора – класса нагревостойкости «F». Под бандажными кольцами установлены в два слоя медные сегменты, образующие короткозамыкающие кольца.

Торцевые щиты – стальные сварные неразъемные, имеют две посадочные поверхности для крепления корпуса подшипника и сердечника статора. В верхней части щита имеется окно с фланцем для крепления кожуха с воздухоохладителями. В нижней части щита имеются лапы, выполняющие роль опоры генератора. В щите со стороны выводов имеется окно для установки выводов обмотки статора. В торцевых стенках щитов турбогенератора установлены фильтры, которые очищают воздух, поступающий в генератор для компенсации утечек воздуха через неплотности в зонах уплотнения вала.

Для контроля теплового состояния турбогенератор оснащен термометрами сопротивления. На подшипниках предусмотрена установка датчиков вибрации. Приборы контроля могут подключаться к АСУ ТП электростанции.

Турбогенератор Т-16-2У3 с косвенным воздушным охлаждением обмоток статора и ротора имеет закрытое исполнение (рис. 9-19).

Опорные подшипники – выносные, стоякового типа. При сопряжении с газовыми турбинами с генератором поставляются оба подшипника – как со стороны выводов, так и со стороны турбины (рис. 9-19). Генератор, приводимый газовой турбиной, снабжается сварной подставкой, на которой закрепляются его узлы.

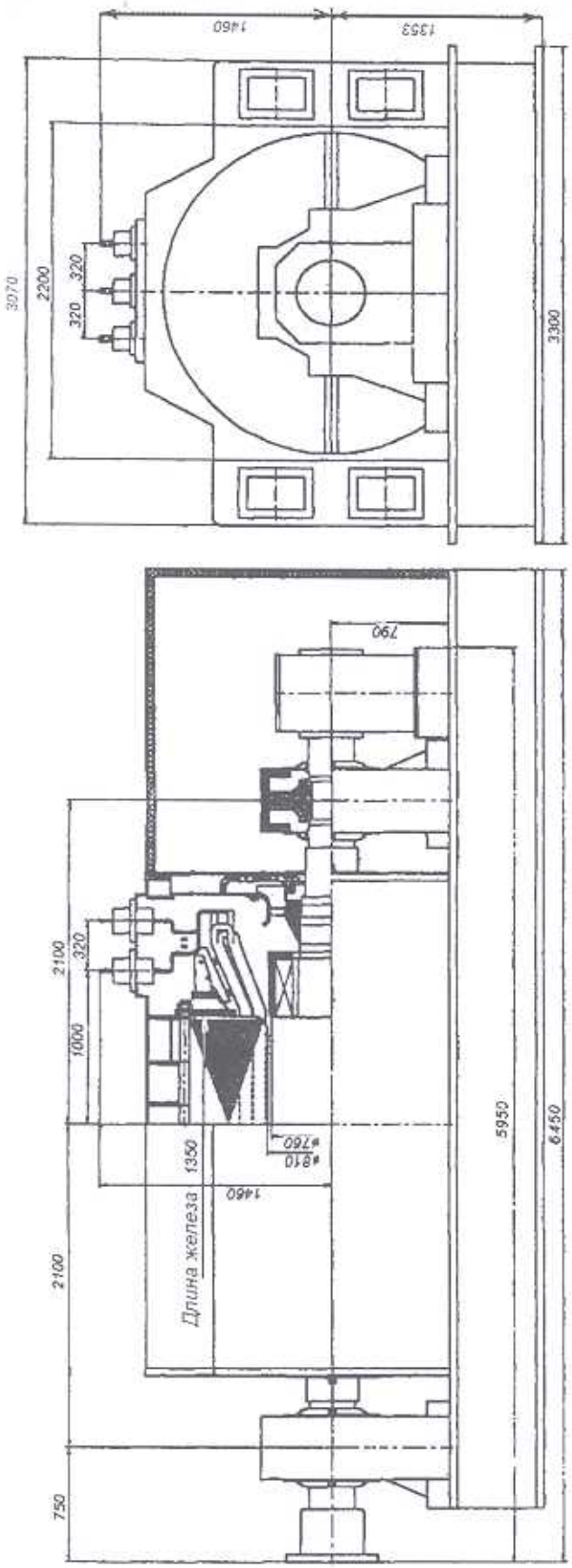


Рис. 9-19. Установочный эскиз и габаритные размеры турбогенератора типа Т-16-2У3 с бесщеточной системой возбуждения для сопряжения с газовой турбиной

При сопряжении с паровыми турбинами с генератором поставляется только подшипник со стороны выводов (рис. 9-20). Подшипник со стороны турбины встроен в корпус турбины и поставляется турбинным заводом.

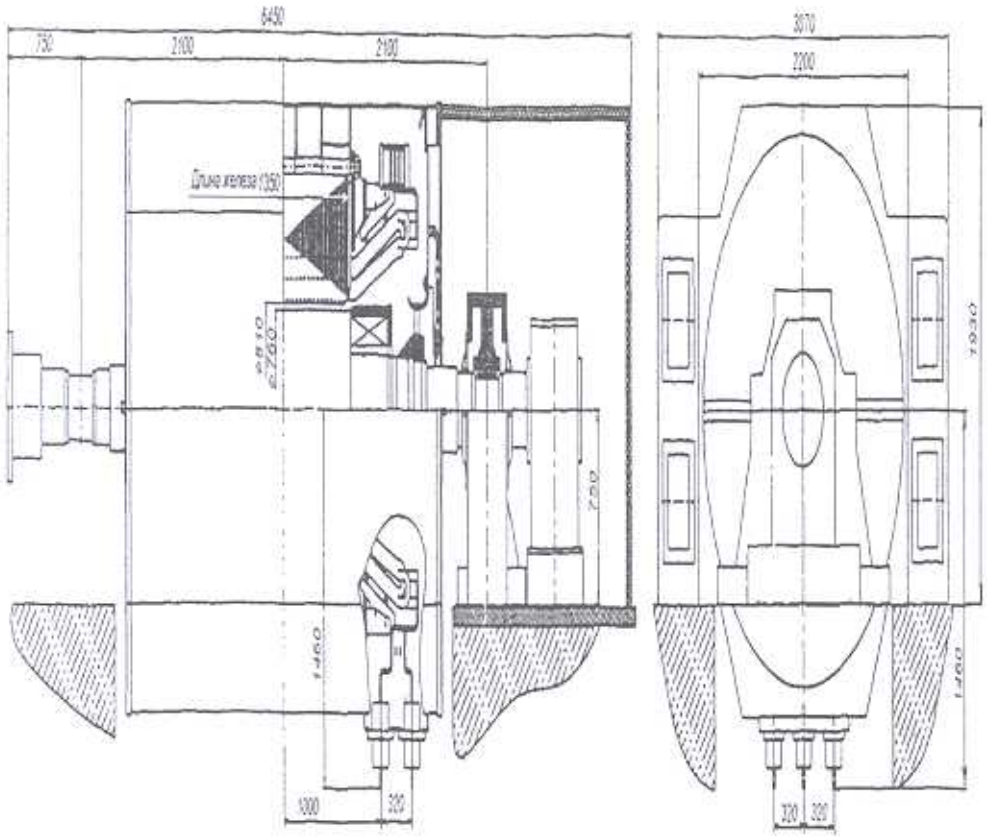


Рис. 9-20. Установочный эскиз и габаритные размеры турбогенератора типа Т-16-2У3 с бесщеточной системой возбуждения для сопряжения с паровой турбиной

Охлаждение турбогенератора осуществляется воздухом по замкнутому контуру под действием двух осевых вентиляторов, установленных на валу ротора. Воздух охлаждается водой в воздухоохладителях, встроенных в кожух по бокам статора турбогенератора. Предусмотрены электронагреватели воздуха, которые включаются в работу в период останова блока. Турбогенератор имеет систему наддува воздуха для создания избыточного давления.

Обмотка статора трехфазная стержневая двухслойная. Обмотка ротора выполнена из холоднотянутых сплошных медных проводников. Изоляция обмоток статора и ротора – класса «F». Допустимые температуры – по классу нагревостойкости «В».

Выводы обмотки статора у генератора, сопрягаемого с паровой турбиной, располагаются в нижней части статора, с газовой турбиной – в верхней части статора.

Система возбуждения – статическая тиристорная, выполненная по схеме самовозбуждения с питанием от выводов генератора через преобразовательный трансформатор, либо бесщеточная с питанием от вращающегося якоря вспомогательного генератора переменного тока через выпрямители.

Технические данные

Параметр	Номинальный режим	Длительно-допустимые режимы	
Активная мощность, МВт	16	20	24
Частота вращения, об/ мин		3000	
Напряжение, В		10500/6300	
Ток статора, А	1100/1833	1294/2156	1419/2365
Полная мощность, МВ·А	20	23,5	25,8
Коэффициент мощности	0,8	0,85	0,93
Коэффициент полезного действия, %	97,7	–	–
Соединение фаз	«звезда»/ «треугольник»		
Статическая перегружаемость, о.е., не менее ОКЗ, о.е., не менее	1,7 0,47	– –	– –
Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е., не более	0,35	–	–
Допустимые температуры, °С • обмотки статора (по термометрам сопротивления в пазах) • обмотки ротора (по сопротивлению) • железа статора (по термометрам сопротивления в пазах)	 125 130 120	 130 145 130	 130 145 130
Температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладители, °С	32	32	22
Температура охлаждающего воздуха на входе в генератор, °С	40	40	30
Масса, кг общая статора ротора		 49000 30000 9500	

9.5. Рекомендации по замене генераторов старых выпусков новыми генераторами с воздушным охлаждением

Приведенная в табл.9-8 информация относится к турбогенераторам мощностью от 25 МВт с косвенным воздушным и водородным охлаждением, чьи сроки эксплуатации значительно превышают назначенные сроки службы, и показывает возможности модернизации путем установки новых генераторов с воздушным охлаждением взамен указанных.

Эффективность такой модернизации определяется следующими преимуществами новых машин:

отсутствие водородного охлаждения;

снижение температур активных частей;

повышение мощности.

Такая модернизация целесообразна и в случае необходимости замены турбогенератора после аварийного повреждения.

Таблица 9-8. Рекомендации по замене турбогенераторов с выработанным сроком службы

Заменяемые турбогенераторы	Новые турбогенераторы	
	«Электросила»	«ЭЛСИБ»
Т2-25-2, ТВ-25-2, ТВ2-30-2	ТФП-25-2,	ТФ-25-2, ТФ-32-2
ТВ2-30-2	ТФП-36-2	–
Т2-50-2, ТВ-50-2	ТФП-55-2, ТЗФП-50-2	ТФ-60-2
ТВФ-60-2	ТФП-60-2, ТЗФП-63-2	ТФ-60-2, ТФ-63-2
ТВФ-60-2	ТФП-80-2	ТФ-90-2
ТВ2-100-2	ТФП-110-2, ТЗФП-110-2	ТФ-110-2
ТВ2-150-2	ТФП-160-2, ТЗФП-160-2	ТФ-160-2
ТВФ-120-2	ТФП-110-2, ТЗФП-110-2	ТФ-110-2
ТГВ-200	ТФП-225-2	–

Раздел десятый

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ПОЛНЫМ ВОДЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

10.1. Основные технические данные

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением имеют характерные особенности конструкции по сравнению с турбогенераторами других серий завода «Электросила», имеющими водородно-водяное, водородное или воздушное охлаждение. Эти особенности должен знать персонал, эксплуатирующий и ремонтирующий эти генераторы. Поэтому в настоящем разделе подробно рассмотрены особенности конструкции и ремонта генераторов с полным водяным охлаждением. В качестве примера принят турбогенератор ТЗВ-800-2. В разделе указаны усовершенствования отдельных составных частей этого генератора, предлагаемые заводом «Электросила». Рассмотрен также возбудитель.

Турбогенератор ТЗВ-800-2 – синхронный трехфазный двухполюсный с полным водяным охлаждением. Изготовлен в климатическом исполнении У категории размещения 3 по ГОСТ 15150-69.[1] Имеет тиристорную систему возбуждения, в которой в качестве вспомогательного возбудителя используется трехфазный двухполюсный генератор. Ротор возбудителя соединяется с ротором турбогенератора жесткой полумуфтой. Охлаждение возбудителя – воздушное.

Составные части турбогенератора показаны на рис.10-1. Общий вид, компоновка и установочные размеры показаны на рис.10-2.

Основные технические данные турбогенератора приведены в табл.10-1, параметры обмоток – в табл. 10-2.

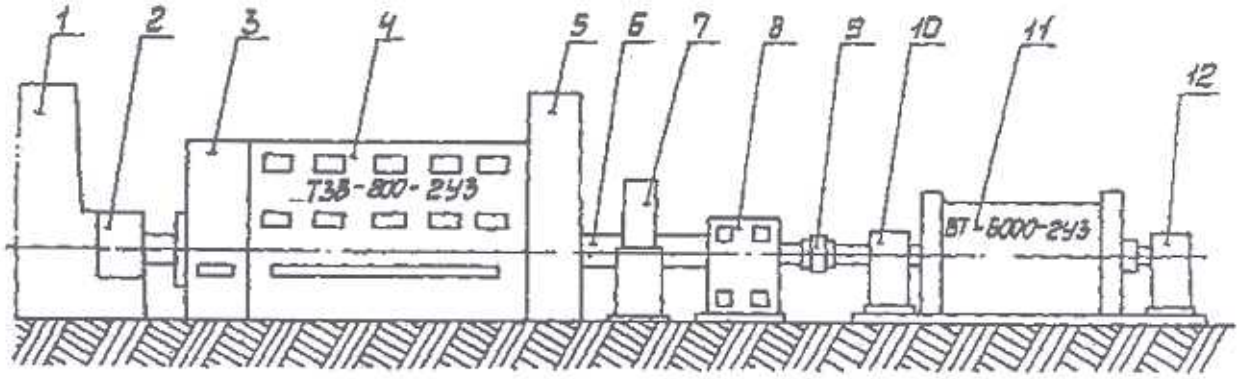


Рис. 10-1. Турбогенератор ТЗВ-800-2 . Составные части:
1 – турбина; 2 – подшипник № 11; 3, 5 – концевые части корпуса статора; 4 – корпус статора; 6 – ротор генератора; 7 – подшипник № 12; 8 – контактно-щеточный аппарат; 9 – полумуфты соединения валов ротора генератора и возбудителя; 10 – подшипник № 13; 11 – возбудитель; 12 – подшипник № 14.

Сопрягаемые конструктивные части корпуса генератора в разъемах уплотнены резиновым шнуром. Вал ротора на выходе из наружных щитов имеет гидрозатворы в системе водяного охлаждения обмоток ротора. Гидрозатворы действуют только при частоте вращения ротора более 1000 об/мин.

[1] Далее климатическое исполнение и категория размещения не указываются.

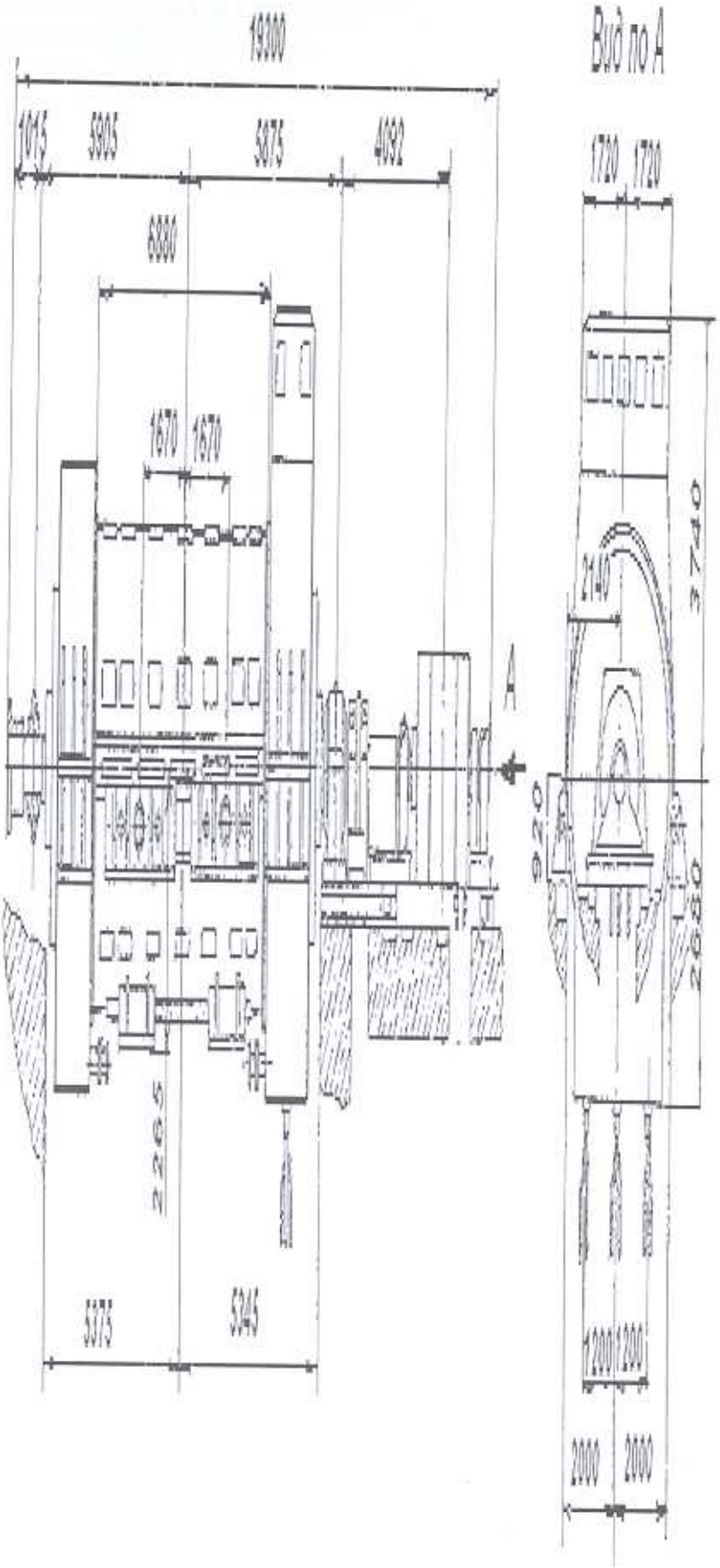


Рис.10-2. Турбогенератор типа ТЗВ-800-2. Компоновка и установочные размеры

Мощность полная	кВ А	889000
Мощность активная	кВт	800000
Коэффициент мощности		0,9
Напряжение статора	кВ	24000
Ток статора	кА	21400
Частота	Гц	50
Коэффициент полезного действия	%	98,9
Статическая перегружаемость	о.е.	1,5
Напряжение ротора	В	425
Ток ротора	А	5150
Момент инерции динамический	т.м^2	14
Температура: технической воды не более дистиллята не более	 °С °С	 33 40
Критические частоты вращения	об/мин	760/1950/4400
Тип возбудителя		ВТ-6000-2

Таблица 10-2. Расчетные значения индуктивных сопротивлений, постоянных времени и емкостей обмоток турбогенератора ТЗВ-800-2

Продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление, X''d, %	21,6
Продольное переходное индуктивное сопротивление, X' d, %	29,2
Продольное синхронное индуктивное сопротивление, X d, %	221,9
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, X_2, %	23,8
Индуктивное сопротивление нулевой последовательности, X_0, %	11,4
Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора, Td_o, сек.	11,0
Постоянная времени обмотки возбуждения при трехфазном коротком замыкании обмотки статора, $T'd_3$, сек.	1,44
Постоянная времени обмотки возбуждения при двухфазном коротком замыкании обмотки статора, $T'd_2$, сек.	2,37
Постоянная времени обмотки возбуждения при однофазном коротком замыкании обмотки статора, $T'd_1$, сек.	2,75
Постоянная времени периодической составляющей сверхпереходного тока при одно-, двух- и трехфазном коротком замыкании, T''d, сек.	0,02
Постоянная времени апериодической составляющей при трехфазном коротком замыкании, Ta_3, сек.	0,30
Постоянная времени апериодической составляющей при однофазном коротком замыкании, Ta_1, сек.	0,25
Емкость всей обмотки статора в горячем состоянии, мкФ	0,8
Емкость всей обмотки ротора в горячем состоянии, мкФ	0,4

Доступ к торцевым зонам статора обеспечивается разъемной конструкцией наружных щитов. Доступ к сердечнику статора и нажимным кольцам обеспечивается через 38 люков с крышками на боковых поверхностях корпуса и концевых частей статора.

Массы узлов и деталей приведены в табл. 10-3.

Как указано в разделе 1.2, отличительной особенностью турбогенератора ТЗВ-800-2 является оригинальная система водяного охлаждения обмотки возбуждения и демпферной системы ротора, сердечника и ребер статора, нажимных колец, концевых частей корпуса генератора. В качестве охлаждающей среды используется дистиллят и конденсат турбины (для концевых частей).

Части генератора, имеющие водяное охлаждение, оснащены расширенной системой визуального и приборного теплового контроля. Корпус генератора заполнен воздухом. Циркуляция воздуха в генераторе обеспечивается системой осушки.

Таблица 10-3. Массы узлов и деталей генератора ТЗВ-800-2

Статор с рым-лапами (монтажная масса), т	337,0
Щит наружный в сборе, т	5,0
Концевая часть со ст. Т, т.	12,9
Концевая часть со ст. В, т.	13,3
Вывод концевой, т	0,125
Статор обмотанный, т	327,0
Стержень обмотки статора, кг верхний нижний	 163,6 148,3
Изоляционное кольцо внутреннее, кг	
Изоляционное кольцо внешнее, кг (ст.В/ст.Т)	1250/1260
Ротор в сборе, т	87,0
Бандажное кольцо, кг	2075,0
Упорное кольцо ротора, кг (ст.В/ст.Т)	510/452
Напорное кольцо ротора, кг (ст.В/ст.Т)	152/131
Сливное кольцо ротора, кг (ст.В/ст.Т)	580/360
Контактное кольцо, кг	111/112,7
Дистанционное кольцо ротора, кг	53,4
Торцевое кольцо ротора, кг(ст.В/ст.Т)	60/57
Коллектор сливной системы охлаждения ротора, кг	267,0
Камера сливная системы охлаждения ротора, кг	396,0
Камера напорная системы охлаждения ротора, кг	269,0
Щит наружный (без камер, коллекторов, патрубков), кг	1605,0
Уплотнение лабиринтное сливного кольца ротора, кг	240,0
Возбудитель в сборе, т	37,6
Статор возбудителя в сборе, т.	28,0
Ротор возбудителя в сборе, т	7,7
Воздухоохладитель, кг	320,0
Щит наружный возбудителя, кг	370,0

Основные данные охлаждающих сред.

Дистиллят – фильтрованная дистиллированная вода для непосредственного охлаждения обмоток статора, ротора, охладителей стали и конструктивных элементов.

Удельное электрическое сопротивление дистиллята при 40 °С:

номинальное	-200 кОм·см;
наименьшее допустимое	– 75 кОм·см.

Температура на входе в цепи охлаждения:

номинальная	30 °С,
наибольшая допустимая	40 °С
наименьшая допустимая	25 °С
Расход дистиллята на обмотку статора	140^{+10} м^3/час.
Расход дистиллята на обмотку возбуждения ротора	85 м^3/час.
Расход дистиллята на демпферную обмотку ротора	26 м^3/час.
Расход дистиллята на сердечник статора	85^{+5} м^3/час.
Расход дистиллята на нажимные кольца и стенки корпуса	26 м^3/час.

Конденсат турбины.

Расход конденсата на концевые части	15 м^3/час.
Давление на входе в концевые части	0,07–0,09 МПа.
Температура на входе в концевые части	(25–45) °С.

Техническая вода – циркуляционная вода, используемая для охлаждения теплообменников генератора и возбудителя.

Расход технической воды 1600 $м^3/ч$.

Температура на входе в теплообменники не более 33 °С.

Основные характеристики воздушной среды в генераторе:

избыточное давление в корпусе генератора (0,05–0,5) кПа или 50 мм вод. ст;

разрежение на входе в систему осушки (50–100) мм вод. ст.;

относительная влажность не более 30 % при температуре 35 °С;

температура точки росы не более 15 °С.

Таблица 10-4. Предельно допустимые температуры по штатному контролю

Наименование	Наибольшая температура, °С	
	По сопротивлению	по термопреобразователям сопротивления
Обмотка статора (изоляция стержней на выходе из пазов со стороны турбины)	–	100
Сердечник статора (на дне пазов)	–	120
Обмотка возбуждения	60	–
Дистиллят на сливе из обмоток статора, ротора, охладителей сердечника статора, нажимных колец, ребер статора	–	85
Горячий воздух на выходе из щеточной траверсы	–	75
Баббит вкладышей подшипников	–	80
Масло на входе в подшипники	–	45
Масло на сливе из подшипников	–	65

Цепи охлаждения стержней обмотки статора по конструкции условно делятся на четыре группы для контроля температур и расхода дистиллята:

цепи из верхних стержней с выводами: 6 шт;

цепи из верхних стержней без выводов: 36 шт;

цепи из нижних стержней с выводами: 6 шт;

цепи из нижних стержней без выводов: 36 шт.

Наибольшая температура дистиллята на сливе из стержня в каждой группе не должна отличаться от наименьшей более, чем на 10 °С.

10.2. Общие сведения о конструкции статора

Статор турбогенератора (рис. 10-3, 10-4) состоит из корпуса с концевыми частями, наружных щитов, сердечника, обмотки с выводами и элементов системы водяного охлаждения. Корпус статора – стальной сварной, с поперечными перегородками и аксиальными ребрами. Внутри корпуса сваркой закреплены водяные напорные коллекторы и болтами – сливные коробки. Снаружи корпуса сваркой закреплены сливные коллекторы системы охлаждения сердечника.

На аксиальных ребрах из сегментов холоднокатанной электротехнической стали марки Э 330 (3413) набран сердечник статора. По длине сердечник состоит из 98 пакетов, разделенных охладителями. Сегменты нескольких крайних пакетов склеены и запечены. Зубцы торцевых пакетов имеют прорези и разную высоту, соответственно, для снижения потерь и плавного изменения магнитного поля.

Охладители имеют форму сегментов сердечника и изготовлены из силумина. Толщина охладителей – 7 мм. Внутри охладителей залиты трубчатые змеевики из нержавеющей стали. По змеевикам охладителей циркулирует дистиллят.

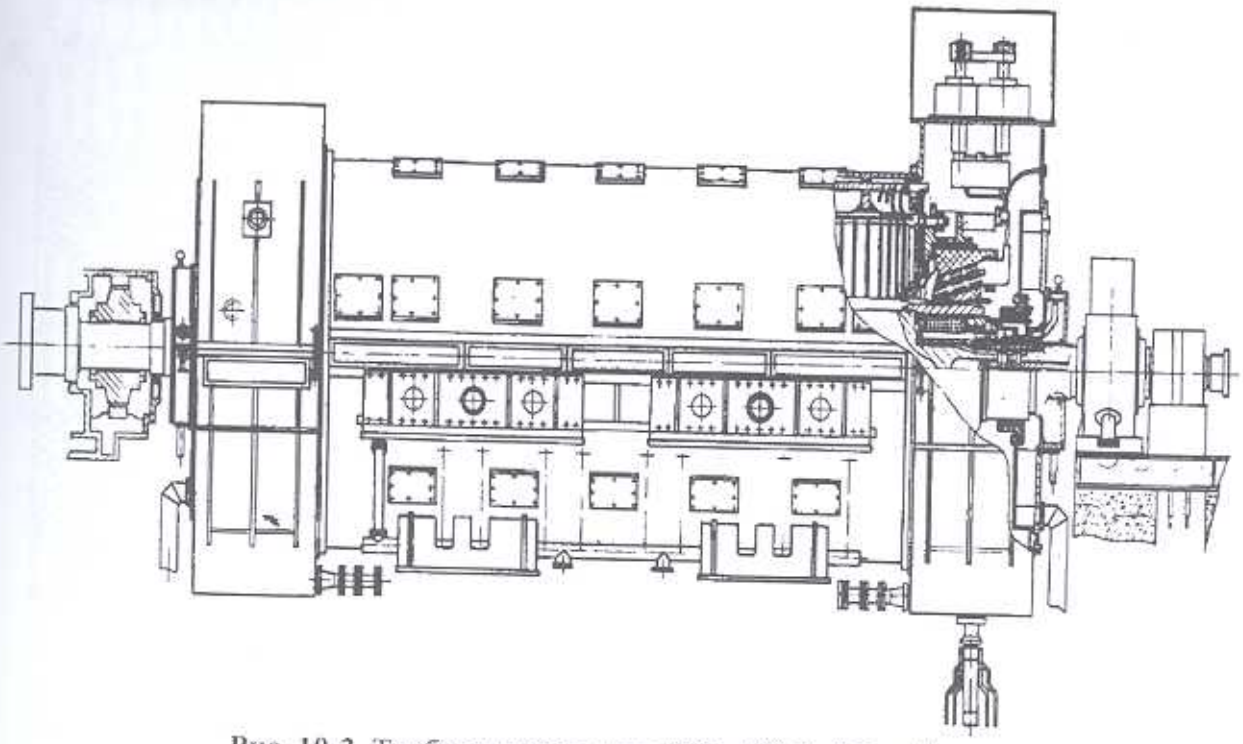


Рис. 10-3. Турбогенератор типа ТЗВ-800-2 . Общий вид

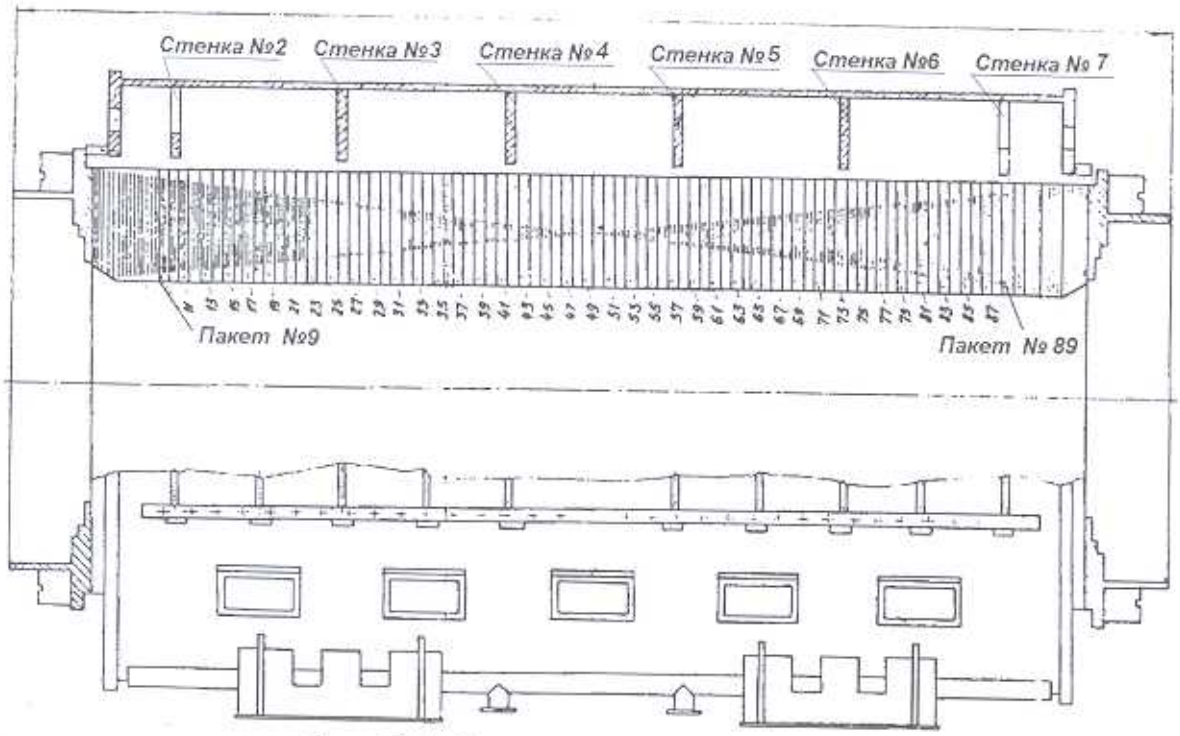


Рис. 10-4. Корпус и сердечник статора

Сердечник в спрессованном состоянии удерживается на ребрах нажимными кольцами (рис.10-5 и 10-10) и нажимными пальцами. Ребра и нажимные кольца имеют охладители из медных трубок, по которым пропускается охлаждающий дистиллят.

На модернизированных генераторах нажимные кольца охлаждаются дополнительно интенсивным потоком воздуха.

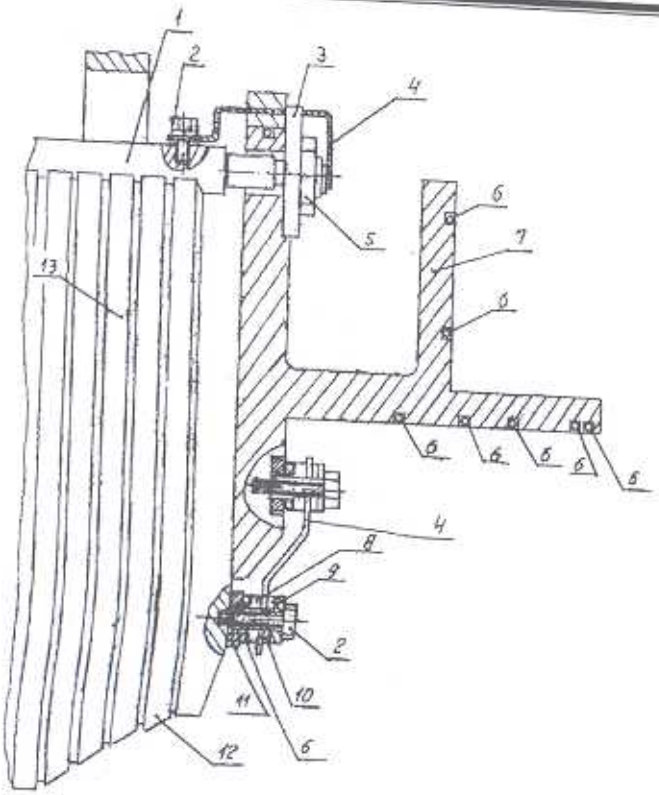


Рис. 10-5. Узел крепления сердечника статора на ребрах и нажимная плита с охладителями:
1 – ребро, *2* – болт, *3* – шайба, *4* – шинка медная, *5* – гайка, *6* – охладитель, *7* – нажимное кольцо (плита), *8* – втулка изоляционная, *9, 10*– шайбы, *11* – опора, *12* – зубцовая зона, *13* – сердечник статора

На боковых ребрах выполнены продольные прорези, обеспечивающие упругую связь сердечника с корпусом статора. Боковые ребра прикреплены к корпусу статора. Верхние и нижние ребра прорезей не имеют, с корпусом статора не связаны и снабжены стопорами, устраняющими их колебания.

Обмотка статора – стержневая двухслойная петлевая с укороченным шагом. Соединение фаз обмотки – двойная звезда (рис.10-6). Число выводов – 9 (шесть нулевых и три линейных). Шаг обмотки 1-18, число пазов – 42. По конструкции и размерам статорная обмотка генератора ТЗВ-800-2 аналогична обмотке генератора ТВВ-800-2.

Начала и концы фаз обмотки выведены из концевой части со стороны возбудителя при помощи полых медных шин и концевых выводов. Линейные выводы установлены снизу, нулевые с трансформаторами тока – сверху концевой части. Концевой вывод состоит из токоведущего стержня и фарфорового изолятора. Токоведущий стержень охлаждается дистиллятом.

Подвод и слив дистиллята, охлаждающего обмотку и выводы, выполнен через кольцевые коллекторы, закрепленные на нажимных кольцах сердечника с обеих сторон статора. Коллекторы со стержнями обмотки соединяются шлангами из фторопласта. Верхние точки коллекторов соединены трубками с дренажной системой.

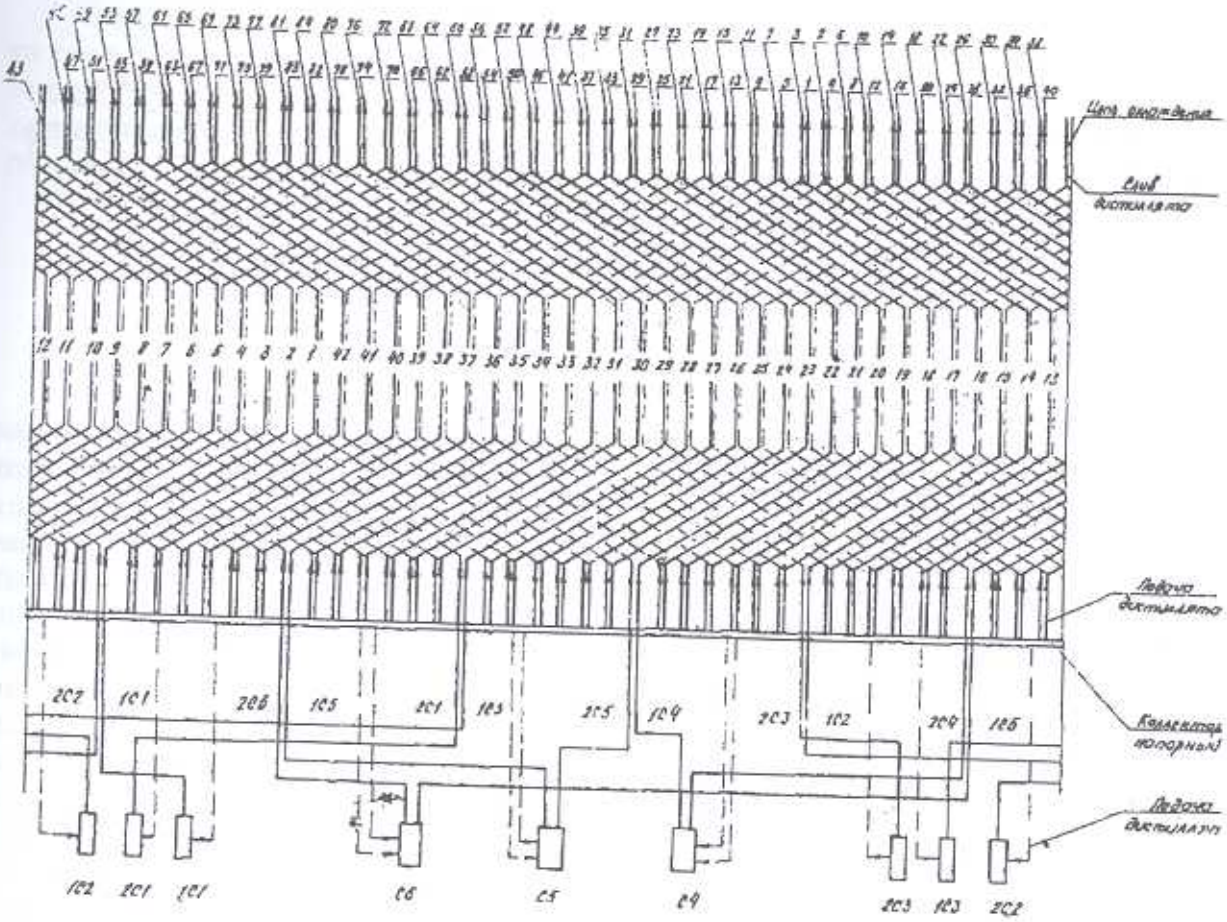


Рис. 10-6. Схема электрических соединений обмотки статора и ее водяного охлаждения

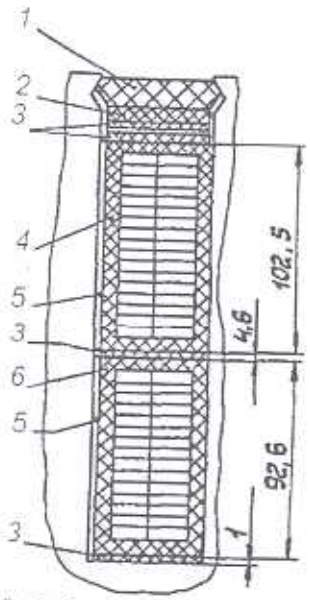


Рис. 10-7. Заполнение паза статора:
1 – клин верхний; *2* – клин нижний; *3* – прокладка; *4* – стержень верхний; *5* – прокладка боковая волнистая; *6* – стержень нижний

Стержни обмотки состоят из двух полустолбиков полых и сплошных элементарных проводников, имеющих транспозицию в пазовых частях. Изоляция стержней – типа «слюдотерм» (класс F по нагревостойкости).

Заполнение паза показано на рис.10-7. Боковые зазоры между стержнями и стенками пазов уплотнены с набегающей стороны ротора волнистыми прокладками (*5*) из полупроводящего стеклотекстолита толщиной 0,4–0,8 мм. По высоте паза стержни уплотнены встречными клиньями (*1, 2* на рис. 10-7 и *1, 4* на рис. 10-8). Под внутренние клинья установлены упругие прокладки.

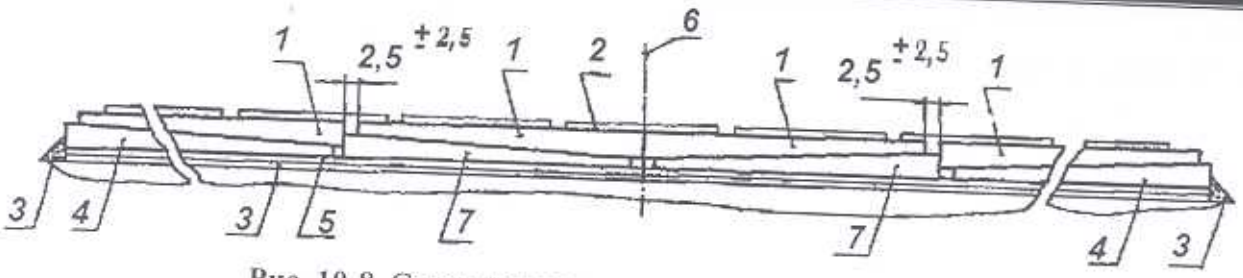


Рис. 10-8. Схема установки пазовых клиньев статора:
1 – клин пазовый верхний, *2* – пакет сердечника статора,
3 – замазка Э3-246, *4* – клин пазовый нижний концевой, *5* – прокладка,
6 – ось сердечника, *7* – клин пазовый нижний

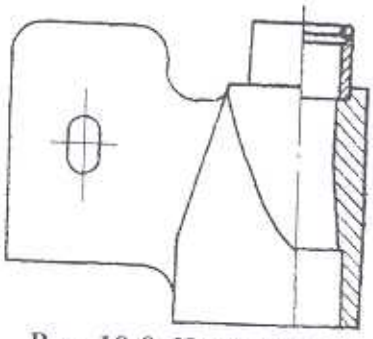


Рис. 10-9. Наконечник стержня статора

На концах стержней напаяны наконечники для подвода и слива охлаждающего дистиллята (рис.10-9). Наконечники имеют приливы для соединения стержней. Соединительные шины обмотки изготовлены из полых медных шин.

Лобовые части стержней обмотки закреплены между двумя изоляционными кольцами: наружное кольцо с внутренней конической поверхностью, внутреннее с наружной конической поверхностью (рис.10-10, а также 1-46 в разд.1). Наружные кольца системой подпружиненных клиньев закреплены на нажимных кольцах сердечника с возможностью аксиальных перемещений при тепловых расширениях стержней обмотки. Внутренние кольца системой рычагов и тяг напрессованы на лобовые части обмотки и закреплены винтами с пружинами. Лобовые части стержней скреплены между собой и с конической поверхностью изоляционных колец прокладками и эпоксидной замазкой.

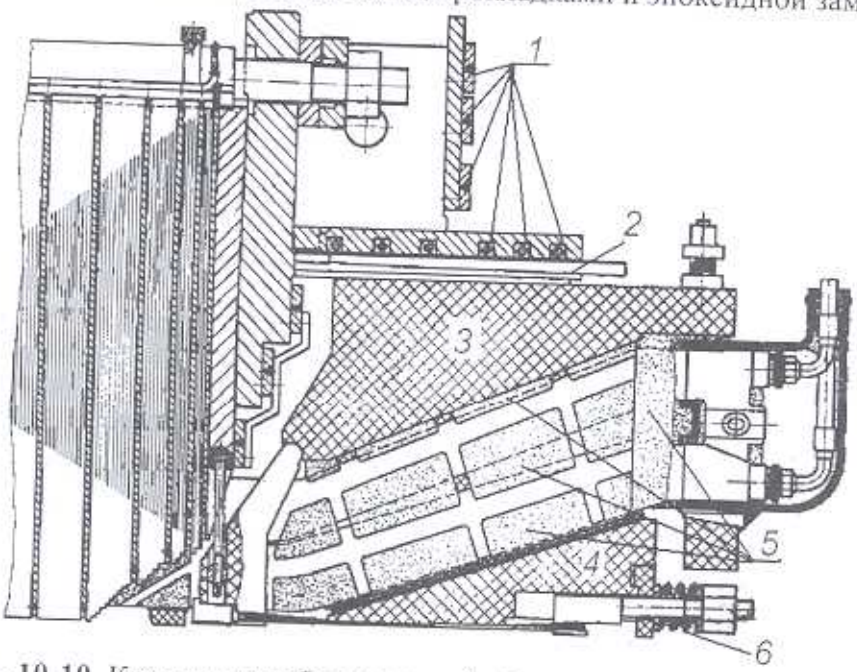


Рис. 10-10. Крепление лобовых частей обмотки статора ТЗВ-800-2:
1 – охладители; 2 – клинья; 3 – наружное изоляционное кольцо; 4 – внутреннее изоляционное кольцо; 5 – замазка изоляционная полимеризующаяся; 6 – винт с пружиной

В целях повышения достоверности контроля теплового состояния статорной обмотки температура обмотки в новых и модернизированных турбогенераторах измеряется по температуре дистиллята, выходящего из обмотки. Для этого в арматуру сливных шлангов у коллектора устанавливаются термопреобразователи (см. рис. 2-14, разд.2). В модернизированном варианте термопреобразователи устанавливаются в поток дистиллята.

10.3. Общие сведения о конструкции и системе охлаждения ротора

Основные сборочные детали ротора: вал, обмотка возбуждения, демпферная обмотка, бандажные кольца, упорные кольца, напорные кольца, сливные кольца, щеточно-контактный аппарат. Общий вид ротора и размеры показаны на рис. 10-11.

Вал ротора изготовлен из цельной стальной поковки, имеет центральное отверстие, частично заполненное стальным стержнем. В «бочке» ротора выполнены продольные пазы для размещения обмоток и для выравнивания изгибной жесткости по взаимноперпендикурярным осям сечения вала. Пазы для выравнивания жесткости заполняются магнитными вставками.

Обмотка возбуждения выполнена из медного провода прямоугольного сечения с круглым каналом. Ротор имеет 44 обмоточных паза (по 22 паза на каждый полюс). Катушки в пазах удерживаются клиньями из дюралюминия. Крайние клинья выполнены из хромистой бронзы.

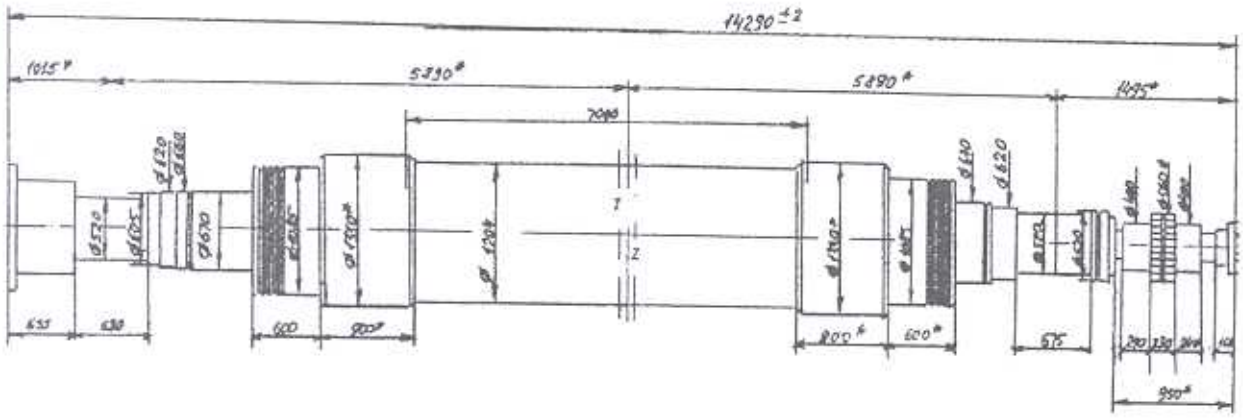


Рис. 10-11. Ротор турбогенератора Т3В-800-2 в сборе

Обмотка возбуждения разделена на верхние (3 витка) и нижние (2 витка) катушки, расположенные соответственно в верхних и нижних частях пазов ротора (рис.10-12).

По току все катушки соединены последовательно, по схеме охлаждения – параллельно (рис.10-13). Витковая изоляция обмотки возбуждения выполнена из стеклотекстолитовых прокладок, в лобовых частях прокладки прикреплены к виткам лентой. Корпусная изоляция обмоток выполнена из стеклотекстолитовых коробок.

Катушки демпферной обмотки, состоящие из одного витка, размещены во всех пазах, включая пазы «большого зуба» (рис. 10-14). Все катушки демпферной обмотки по току и дистилляту соединены параллельно и замкнуты медными сегментами в лобовых частях.

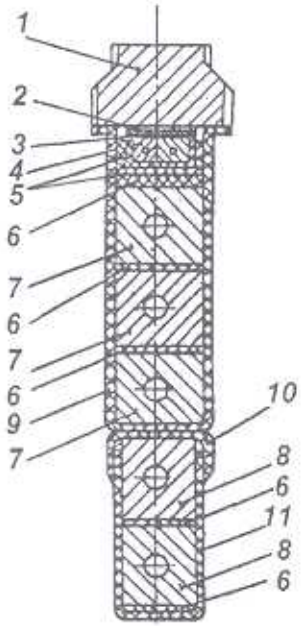


Рис. 10-12. Заполнение паза ротора:
1 – клин пазовый; 2 – полоса медная; 3 – лента медная; 4 – проводник демпферной обмотки; 5 – коробка из стеклотекстолита; 6 – прокладка из стеклотекстолита; 7, 8 – проводники обмотки возбуждения; 9, 10, 11 – коробки пазовые

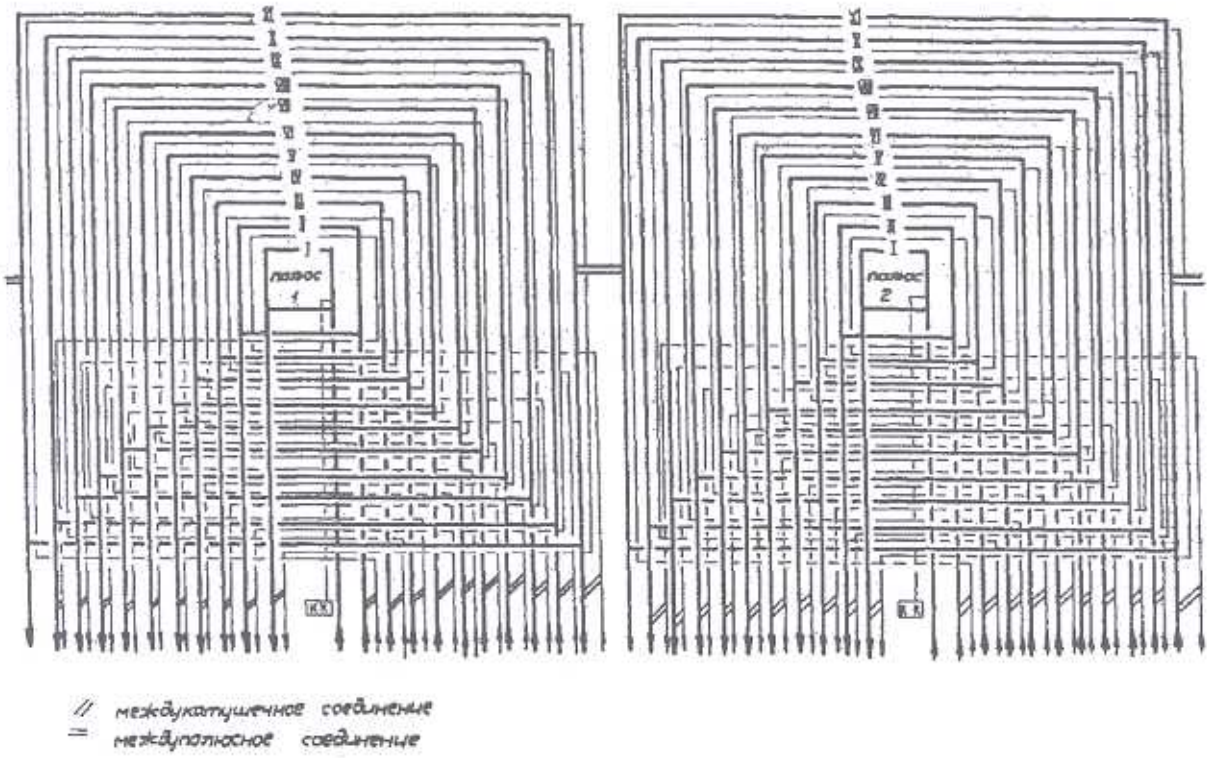


Рис. 10-13. Схема электрических и гидравлических соединений катушек обмотки ротора

Рис. 10-14. Витки демпферной обмотки в лобовой части ротора

Конструкция демпферной обмотки помимо прямого назначения обеспечивает охлаждение поверхности ротора, бандажных колец и газа в воздушном зазоре генератора.

Охлаждение катушек обмоток возбуждения и демпферной системы самонапорное. Схемы подачи и слива воды показаны на рис.10-15 и 10-16.

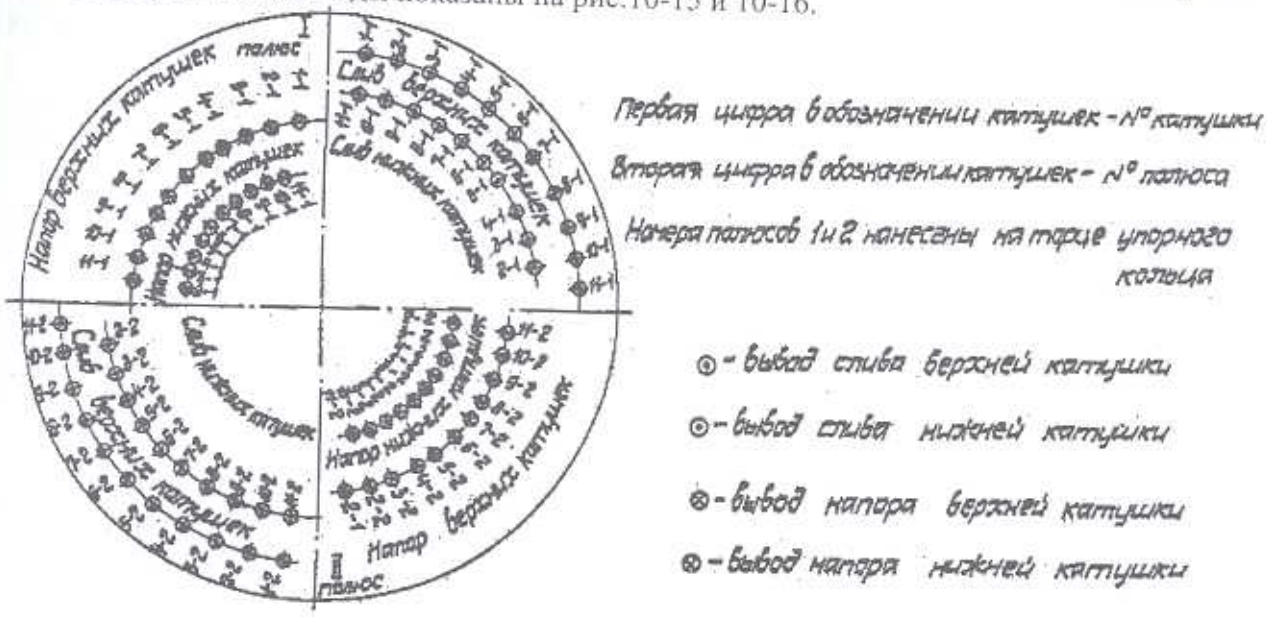


Рис. 10-15. Схема подачи и слива воды, охлаждающей обмотку возбуждения ротора

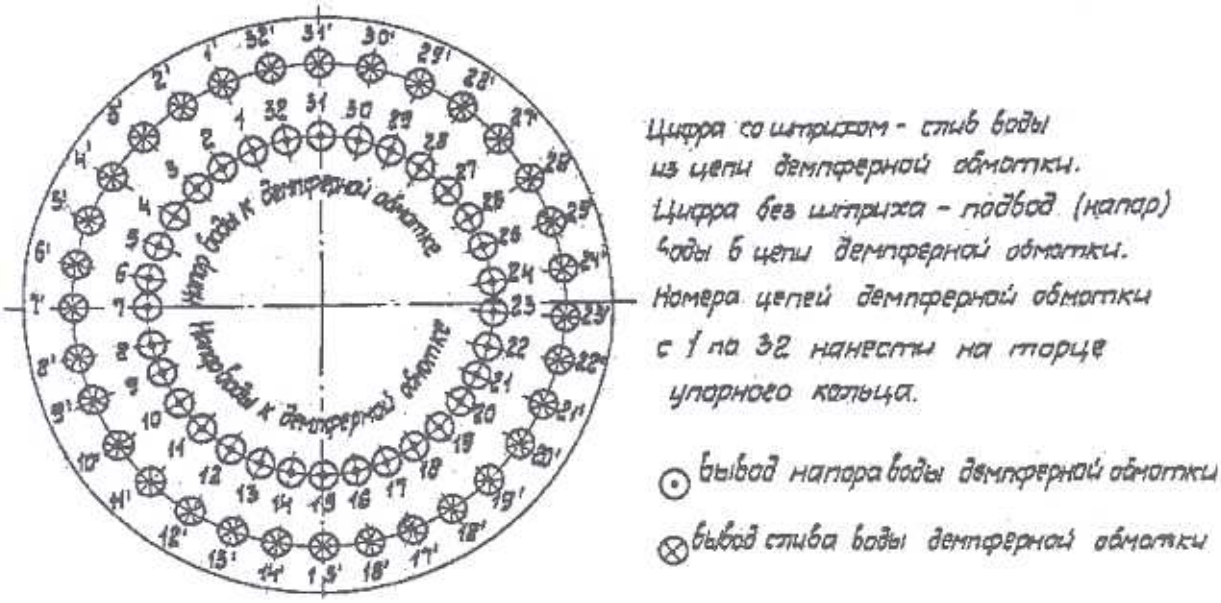


Рис. 10-16. Схема подачи и слива воды, охлаждающей демпферную обмотку ротора

Входные по дистилляту концы катушек расположены в кольцевом ряду меньшего диаметра, чем диаметр кольцевого ряда выходных концов катушек. На концы катушек напаяны штуцера, на которые надеты изоляционные трубки. Как показано на рис. 1-45 (разд.1), трубки выведены аксиально через отверстия в упорном кольце, соответственно, в напорную и сливную камеру, образованные напорными и сливными кольцами, закрепленными на упорном кольце. Напорное кольцо охватывает все трубки входных концов катушек, сливное кольцо – все трубки выходных концов катушек.

Напорные и сливные кольца вращаются вместе с ротором. Концентрично с напорным кольцом (внутри него) установлен напорный коллектор, закрепленный на наружном щите. В напорный коллектор под давлением подается охлаждающий обмотки дистиллят. Через выходные отверстия неподвижного напорного коллектора дистиллят поступает во внутреннюю полость вращающегося напорного кольца.

В напорном кольце за счет центробежных сил образуется вращающийся кольцевой слой дистиллята. За счет напора в этом слое дистиллят поступает во входные трубки концов катушек и проходит через каналы первых витков. Далее от витка к витку катушек дистиллят под дополнительным напором, возникающим от центробежных сил в местах перехода проводников на больший радиус (в местах межвитковых переходов), проходит по всей катушке. Из верхнего витка катушки дистиллят поступает в выходную трубку, из нее на внутреннею поверхность сливного кольца, откуда сбрасывается в сливную камеру наружного щита. Упорное кольцо, через которое проходят трубки, надетые на штуцера концов катушек, имеет поперечное сечение U – образной формы, что препятствует попаданию дистиллята в подбандажное пространство ротора.

Заданный расход дистиллята через обмотки обеспечивается при определенном радиальном уровне его в напорном кольце. Уровень контролируется визуально по индикаторной трубке. Один конец трубки закреплен в напорном коллекторе тангенциально к поверхности дистиллята в напорном кольце (навстречу движению дистиллята). При определенном уровне дистиллята кромка трубки касается его поверхности, дистиллят поступает в трубку и далее – в индикаторный бачок. Наличие струи в индикаторном бачке, наблюдаемой через стекло, свидетельствует о нормальном уровне дистиллята в напорном кольце ротора.

Дистиллят в напорном кольце, совместно с погруженным в него кольцевым гребнем напорного коллектора, образует гидрозатвор, герметизирующий корпус генератора при вращении ротора. При неподвижном роторе герметизация генератора отсутствует.

Бандажные кольца изготовлены из высокопрочной коррозионностойкой немагнитной стали. Кольца консольно насажены на бочку ротора и от осевого смещения удерживаются гайкой с наружной резьбой. Гайка размещается под «носиком» бандажного кольца и упирается в кольцевую шпонку, заложенную в кольцевой паз бочки ротора. Шпонка – пружинная, с одним разрезом.

Из-за возможных протечек дистиллята в роторе даже для коррозионностойких бандажных колец требуется контроль их металла с сокращенной периодичностью. На отдельных турбогенераторах ТЗВ устанавливаются титановые бандажные кольца.

Щеточно-контактный аппарат. Контактные кольца, состоящие из стальных и медных колец, соединены с обмоткой возбуждения изолированными гибкими шинами, установленными в пазах вала ротора, токоведущими болтами и внутренним токоподводом в центральном отверстии вала. Медные кольца насажены с натягом на вал через слой изоляции. Стальные кольца с натягом насажены на медные кольца. Охлаждение контактных колец производится вентилятором, установленным на валу ротора между кольцами.

Щетки и щеткодержатели охлаждаются вентилятором, установленным на валу ротора. Конструкция щеткодержателей предусматривает регулировку нажатия щеток Предусмотрена установка полярных щеток: марки ЭГ2АФ (68) – для кольца отрицательной полярности и марки 6110М (56) – для кольца положительной полярности.

На корпусе щеточной траверсы со стороны возбудителя установлены две изолированные от корпуса щетки, которые касаются вала ротора и используются для измерения сопротивления изоляции обмотки ротора и для схемы защиты от замыкания обмотки ротора на корпус. Корпус траверсы установлен на подставке, имеющей канал для выброса нагретого воздуха и щеточной пыли в вентиляционный канал в фундаментном проеме.

10.4. Концевые части статора, щиты наружные

Концевые части статора изготовлены сварными из немагнитной стали. Стенки концевых частей двойные, через зазор между ними протекает конденсат от турбины. В каждой концевой части выполнены два люка с крышками. Крепление концевых частей к корпусу статора болтовое. Концевая часть со стороны возбудителя имеет горизонтальный разъем и лапы для крепления к фундаменту. К нижней плоскости крепятся линейные выводы обмотки статора, к верхней плоскости – нулевые выводы с трансформаторами тока. Концевая часть со стороны турбины является неразъемной.

Щиты наружные изготовлены сварными из нержавеющей стали. Щиты имеют горизонтальный разъем. К щитам прикреплены сливные камеры для слива дистиллята, охлаждающего обмотки ротора и сами щиты, и трубки подачи дистиллята для охлаждения мест присоединений лабиринтных уплотнений и слива дистиллята из камер этих уплотнений. На щитах установлены напорные камеры и напорные коллекторы для подачи дистиллята в ротор: один комплект для обмотки возбуждения (крепится к щиту со стороны возбудителя), второй комплект – для демпферной обмотки (крепится к щиту со стороны турбины). Камеры соединены с коллекторами металлическими трубами.

Лабиринтные уплотнения выполнены из изоляционного материала. Уплотнения крепятся к щитам и защищают внутренний объем статора от попадания брызг из камер слива дистиллята, охлаждающего обмотки ротора. Напорные камеры и лабиринтные уплотнения имеют горизонтальные разъемы.

10.5. Система водяного охлаждения турбогенератора

Система водяного охлаждения (рис. 10-17) обеспечивает прокачку дистиллята по всем цепям охлаждения статора и ротора и состоит из двух автономных систем – статорной и роторной. В каждую систему входят: насосы, теплообменники, фильтры водяные, фильтры магнитные, баки водяные, фильтры ионообменные, контрольно-измерительные приборы и арматура.

В статорную систему входят следующие водоохлаждаемые элементы:
обмотка статора, соединительные шины и выводы;
активная сталь и ребра;
нажимные кольца;
тиристорные преобразователи системы возбуждения.
В роторную систему входят:
обмотка возбуждения ротора;
демпферная обмотка;
уплотнение ротора.

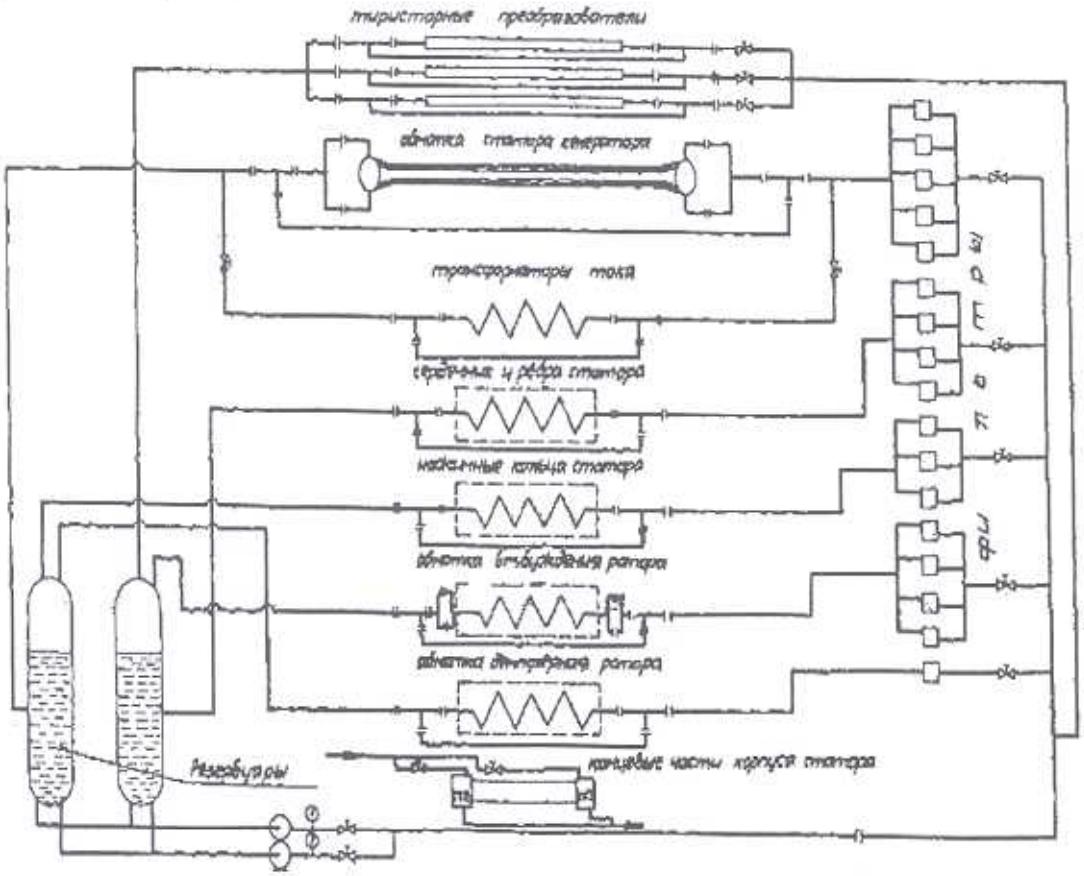


Рис. 10-17. Схема водяного охлаждения генератора ТЗВ-800-2

Системы обеспечивают: циркуляцию дистиллята через охлаждаемые элементы, поддержание заданного постоянного расхода дистиллята, поддержание заданной температуры дистиллята, поддержание качества дистиллята на заданном уровне, контроль за указанными параметрами и сигнализацию об отклонениях от допустимых значений.

Подача дистиллята в водоохлаждаемые элементы осуществляется двумя насосами (рабочим и резервным). После насоса через 3-ходовой клапан регистра температуры дистиллят поступает в теплообменник (на схеме не показан), где охлаждается до необходимой температуры. Регулятор температуры поддерживает температуру дистиллята на вы-

ходе из обмотки статора путем перепуска части расхода дистиллята помимо теплообменника. Далее дистиллят поступает в фильтры от случайных ферромагнитных частиц. Очищенный и охлажденный дистиллят поступает в водоохлаждаемый элемент и далее – в водяной бак. Водяной бак обеспечивает необходимый запас дистиллята в системе.

Контроль за давлением дистиллята до и после насосов, до и после фильтров, перед каждым охлаждаемым элементом осуществляется по манометрам, установленным на трубопроводах. Контроль величины удельного электрического сопротивления дистиллята выполняется автоматическим прибором. Контроль за расходом дистиллята в каждой из систем, а также через тиристорные преобразователи осуществляется расходомерами (регистрирующими). Для измерения расхода дистиллята, проходящего через каждый охлаждаемый элемент, предусмотрены отдельные расходомеры.

10.6. Система осушки воздуха

Система обеспечивает замкнутый цикл обращения воздуха внутри генератора, вытяжку влажного воздуха из сливных камер, осушку воздуха и возврат его в среднюю часть статора генератора.

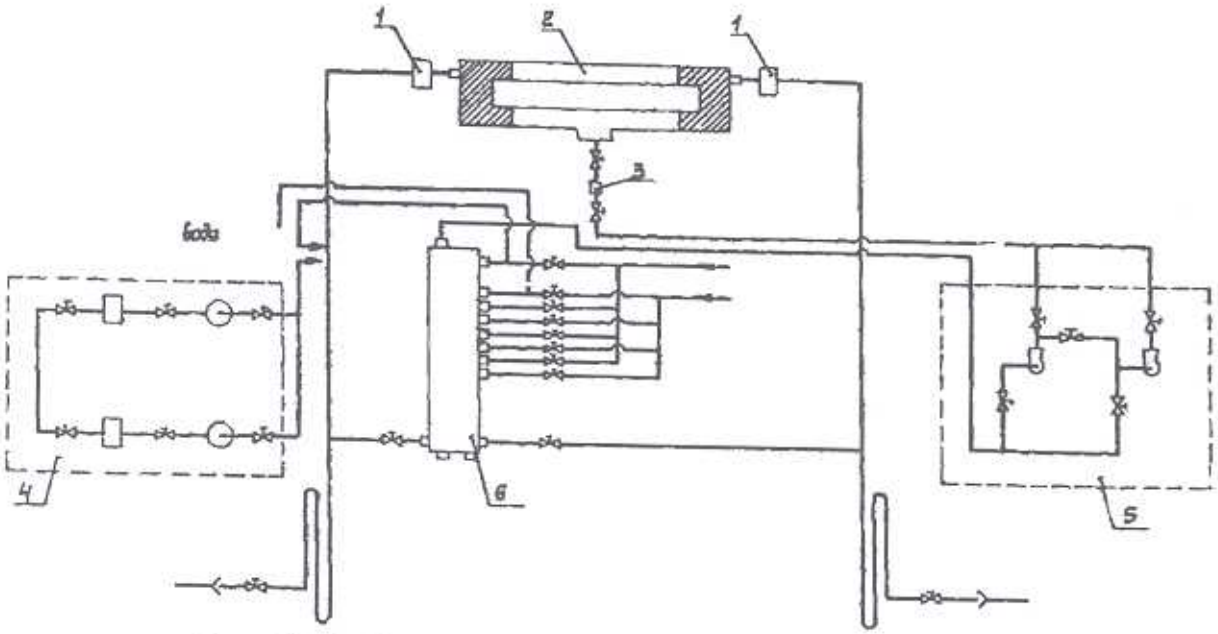


Рис. 10-18. Схема осушки воздуха в генераторе ТЗВ-800-2:
1 – сепаратор, *2* – генератор, *3* – фильтр, *4* – холодильная установка, *5* вентиляционная установка, *6* – теплообменник

В состав системы входят: сепаратор, теплообменник, бак водяной, воздухоосушитель, фильтр воздушный, фильтр водяной, машины холодильные, КИП и арматура, насосы, вентиляторы.

Технические данные системы:

сумарный расход воздуха через генератор 334 кг/с (1200 м^3/ч);

мощность холодильной машины – 40 кВт;

расход охлаждаемой воды через испаритель холодильной машины – не менее 2,78 кг/с (10 м^3/ч);

расход охлаждаемой воды через конденсатор холодильной машины 1,67 кг/с (6 м^3/ч);

расход технической воды через 4 секции осушителя воздуха 2,28 кг/с (80 м^3/ч);

температура воздуха на выходе воздухоосушителя – не выше 15 °С.

Устройство и работа системы. *Сухой воздух после воздухоосушителя нагнетается* вентилятором через воздушный фильтр в корпус генератора. Из корпуса генератора воздух вытягивается через лабиринтные уплотнения, что предотвращает попадание влаги из камер слива в зону лобовых частей обмотки статора. Воздух, насыщенный парами воды, направляется в сепараторы, где освобождается от части влаги. Из сепараторов воздух проходит в воздухоосушитель, где температура воздуха снижается до значений, обеспечивающих нормированную влажность в корпусе генератора. Снижение температуры воздуха осуществляется в четырех секциях осушителя, в которых циркулирует техническая вода от насосов циркуляционного водовода (в летний период в секциях осушителя циркулирует вода, охлаждаемая холодильной машиной). В случае использования холодильной машины охлаждающая вода циркулирует по замкнутому контуру. Для исключения загрязнения испарителя холодильной машины в замкнутый контур заливается конденсат турбины. Влага, выделяющаяся при конденсации воздуха, удаляется из осушителя через гидрозатвор в дренажный бак. Влага, конденсируемая в трубопроводах между сепараторами и воздухоосушителями, а также в вентиляционной установке, удаляется в дренажный бачок, в котором предусмотрен гидрозатвор.

Схемой предусмотрена установка трех холодильных машин (одна рабочая, две резервные). Система вентилей позволяет включать их на параллельную работу. Для охлаждения холодильных машин используется техническая вода от циркуляционного водовода. Предусмотрена установка расходомеров конденсата и технической воды. Заполнение замкнутого контура конденсатом осуществляется через подпиточный бак. Подача конденсата в холодильную машину и в воздухоохладитель по замкнутому циклу осуществляется двумя центробежными насосами. Перед холодильной машиной конденсат проходит через водяной фильтр (два фильтра). Контроль за засоряемостью фильтров производится по манометрам, установленным до и после них.

Предусмотрена установка датчиков температуры (термопреобразователей сопротивления) на линиях воздуха после воздухоохладителя, на входе и выходе технической воды. Визуальный контроль давления воздуха внутри генератора, а также перепад давления в вентиляторах осуществляется с помощью пьезометров. Относительная влажность воздуха контролируется гигрометром, первичные преобразователи которого установлены в корпусе генератора, а вторичные выведены на БЩУ. Температурный контроль осуществляется автоматическими сигнальными приборами, обеспечивающими возможность определения абсолютной влажности (точки росы) при помощи таблиц и номограмм. Точка росы в генераторе не должна превышать 15 °С.

10.7. Тепловой контроль генератора

Контроль теплового состояния всех основных узлов и систем охлаждения генератора и возбудителя производится установленными в этих узлах термопреобразователями сопротивления (ТС).

Контрольно-измерительная аппаратура позволяет проводить непрерывный автоматический или визуальный контроль параметров, регистрировать их и сигнализировать при отклонении величин от заданных пределов.

В генераторе предусмотрено измерение температур охлаждающих сред:

а) дистиллята

на входе в следующие элементы:

– обмотку статора;

– обмотку ротора,

– цепи охлаждения сердечника статора;

на сливе из следующих элементов:

– каждого стержня статора,

– цепей охлаждения сердечника статора,
– охладителей нажимных колец,
– трансформаторов тока выводов,
– обмоток ротора;
б) поверхности изоляции стержней статора на выходе из пазов и сердечника статора;
в) обмоток трансформаторов тока, установленных на выводах;
г) воздуха:
– у датчиков влажности с обеих сторон генератора;
– на выходе из системы осушки;
д) охлаждающей воды на входе и выходе теплообменников;
е) обмотки и сердечника статора возбудителя;
ж) воздуха на входе и выходе воздухоохладителей возбудителя;
з) вкладышей и слива масла опорных подшипников.

Определяется также температура точки росы.

Контролируются расходы дистиллята по цепям охлаждения обмотки и сердечника статора, нажимных колец статора, обмотки возбуждения и демпферной обмотки ротора, трансформаторов тока.

Кроме того предусмотрен визуальный контроль протекания дистиллята через охладители ребер сердечника статора и нажимных колец. Контроль производится через смотровые стекла сливных коробок.

10.8. Возбудитель

Возбудитель ВТ-6000-2У3[1] представляет собой трехфазный неявнополюсный синхронный генератор с косвенным воздушным охлаждением, соединенный непосредственно с валом ротора турбогенератора (рис. 10-19). Используется в качестве вспомогательного генератора в тиристорной системе независимого возбуждения турбогенератора ТЗВ-800-2.

Основные технические данные возбудителя в номинальном режиме:

Полная мощность, кВА	– 5700;
Активная мощность, кВт	– 2850;
Коэффициент мощности	– 0,5;
Ток статора, А	– 3500;
Напряжение линейное, В	– 940;
Частота, Гц	– 50;
Соединение фаз обмотки	– двойная звезда;
Число выводов обмотки статора	– 12.
Основные номинальные данные охлаждающих сред:	
Температура охлаждающего воздуха, °С	+40 и ниже.
Техническая вода в воздухоохладителях:	
– номинальная температура поступающей холодной воды, °С	+33;
– наименьшая температура, °С	+15;
– количество воздухоохладителей, шт	4;
– число ходов в воздухоохладителе	4;
– наибольшее допустимое давление, кПа (кГс/см^2)	450 (4,5);
– номинальный расход на 4 воздухоохладителя, м^3/час	100.

[1] Далее принято обозначение – ВТ-6000-2.

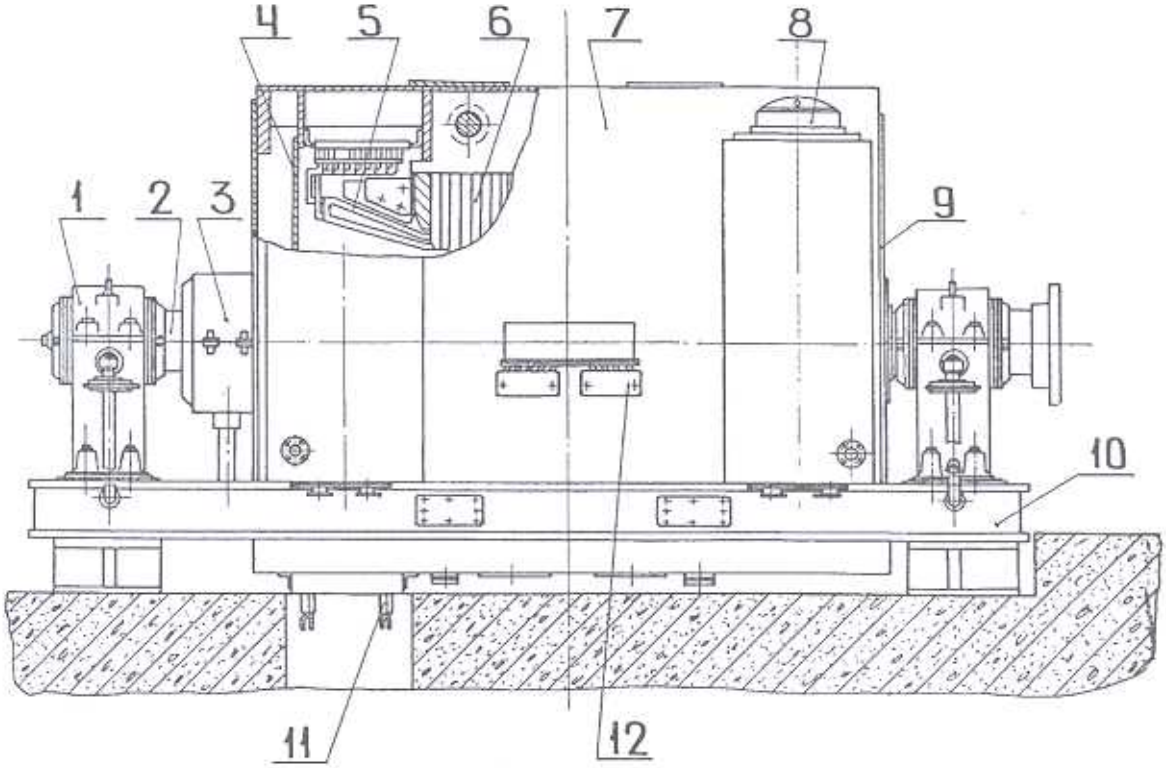


Рис. 10-19. Возбудитель ВТ-6000-2:
1 – подшипник статора, 2 – ротор, 3 – щеточная траверса, 4 – щит внутренний, 5 – обмотка статора, 6 – сердечник статора, 7 – корпус статора, 8 – воздухоохладитель, 9 – щит наружный, 10 – фундаментная рама. 11– выводы, 12 – панель теплоконтроля.

Изоляция обмоток имеет класс нагревостойкости «В».

Допустимые температуры:

Наименование узлов	Наибольшая температура, °С, измеренная		
	по сопротивлению	термометрами сопротивления	ртутными термометрами
Обмотка статора	-	105	-
Обмотка ротора	130	-	-
Активная сталь сердечника статора	-	105	-
Горячий воздух в возбудителе	-	75	75

Превышение температуры обмотки ротора над температурой холодного воздуха – не более, чем на 90 °С.

Масса возбудителя и отдельных узлов:

– возбудитель с плитой, кг – 37600;
– статор обмоточный, кг – 21700;
– ротор, кг – 7700;
– воздухоохладитель, кг – 320;
– подшипник, кг – 650;
– фундаментные плиты, кг – 3865;
– щит наружный, кг – 370.

Динамический момент инерции – 4,3 т.м^2.

Расчетные значения индуктивных сопротивлений, постоянных времени и емкости обмоток статора возбудителя

Индуктивные сопротивления, отн. един.					Постоянные времени							Емкость всей обмотки статора в горячем состоянии (мкФ)	Емкость всей обмотки ротора в горячем состоянии (мкФ)
$x''d$	$x'd$	xd	x_2	x_0	Td_0	$T'd_3$	Td_2	$T'd_1$	$T''d$	Ta_3	Ta_1		
7,81	12,7	136,2	9,53	4,07	6,5	0,61	0,99	1,14	0,076	0,18	0,15	0,11	0,26

Возбудитель работает по схеме самовозбуждения с питанием обмотки ротора через тиристорный преобразователь.

Статор возбудителя. Корпус статора сварной, неразъемный, разделен на отсеки горячего и холодного воздуха. Для предотвращения попадания загрязненного воздуха и масла из подшипников в статор на торцевых щитах установлены лабиринтные уплотнения. Камеры уплотнений соединены трубами с зоной повышенного давления в корпусе статора. Внутренние щиты разделяют зоны повышенного и пониженного давления. На внутренних щитах крепятся щиты вентиляторов. Сердечник статора собран на ребрах корпуса, пакеты сердечника разделены вентиляционными каналами. Сердечник сжат нажимными кольцами. Зубцовая зона крайних пакетов уплотняется нажимными пальцами из немагнитной стали. Число пазов сердечника равно 48. Обмотка статора – трехфазная двухслойная с укороченным шагом, стержневая с транспозицией элементарных проводников в пазовой части. Соединение фаз – звезда. Число параллельных ветвей в фазе – 4, число выводов в обмотке – 12, число эффективных проводников в пазу – 2, число последовательных витков в фазе – 4. Изоляция стержней статора – термореактивная, типа «слюдотерм» на эпоксидных составах. В пазах обмотка закреплена клиньями.

Ротор возбудителя изготовлен из цельнокованной поковки. Обмотка ротора катушечного типа. Катушки соединены последовательно и удерживаются в пазах составными клиньями. Половина клина изготовлена из немагнитной стали, другая половина – из латуни. Пазовая и витковая изоляция катушек выполнена из прессованного стекловолокна. Обмотка ротора имеет демпферную систему, представляющую собой короткозамыкающие кольца из двух слоев медных сегментов, уложенных внахлест на изоляцию лобовых частей катушек обмотки. Зубцы сегментов входят в обмоточные пазы и свободные пазы большого зуба, они уплотнены латунными клиньями. Бандажные кольца изготовлены из немагнитной стали, имеют две горячие посадки (рис. 10-20) – на бочку ротора и центрирующие кольца.

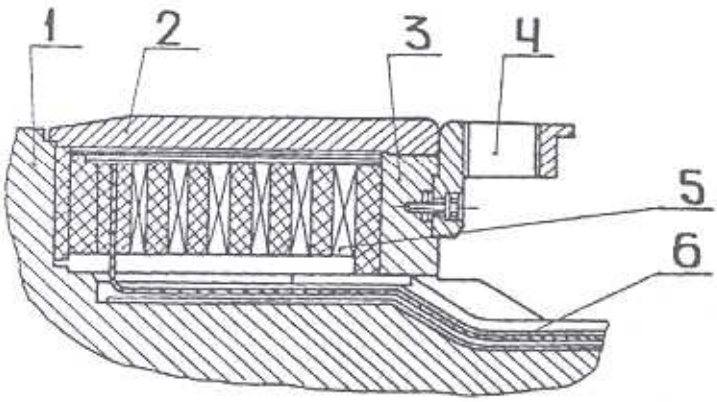


Рис. 10-20. Торцевая зона ротора возбудителя:
1 – вал ротора, 2 – кольцо бандажное, 3 – кольцо центрирующее, 4 – вентилятор, 5 – обмотка ротора, 6 – шина токоподвода.

На центрирующих кольцах крепятся центробежные вентиляторы, удерживающие бандажные кольца от осевого сдвига. Контактные кольца установлены с горячей посадкой на изолированную втулку и размещены между торцевым щитом и опорным подшипником. Токоподвод от контактных колец к обмотке ротора установлен в пазах вала и выполнен из медной шины. Ще-

точная траверса крепится к наружному щиту. Токоведущие шины траверсы изолированы от щита и друг от друга. На шинах закреплены щеткодержатели. Траверса закрыта откидным защитным кожухом. Соединение ротора возбудителя с валом ротора генератора выполнено полумуфтой.

Система охлаждения возбудителя. Возбудитель имеет нагнетательную двухструйную воздушную систему вентиляции (рис.10-21). Воздух циркулирует в возбудителе под действием вентиляторов по замкнутому циклу.

Охлаждающий воздух после вентилятора омывает лобовые части обмотки статора и разделяется на две ветви. По одной ветви воздух поступает в воздушный зазор и по радиальным каналам крайних пакетов сердечника статора выходит в отсек горячего воздуха. По другой ветви воздух через перепускные каналы корпуса статора поступает в средний отсек корпуса и через радиальные каналы выходит в воздушный зазор. Пройдя воздушный зазор, нагретый воздух через радиальные каналы зоны горячего воздуха сердечника попадает в горячий отсек корпуса статора. Из отсеков горячего воздуха через окна в перегородках корпуса статора горячий воздух поступает к воздухоохладителям. Воздухоохладители установлены в корпусе статора вертикально и жестко закреплены сверху нажимными планками. Циркуляция воды в воздухоохладителях выполняется насосами, установленными вне возбудителя.

Возбудитель со стояковыми подшипниками вала ротора установлен на раме, закрепленной на фундаментных плитах.

Разборка и сборка возбудителя осуществляются по технологическим рекомендациям, изложенным в разделе 3, с маркировкой демонтируемых деталей, измерением относительных положений, осевых и радиальных зазоров сопрягаемых деталей, составлением формуляров измерений.

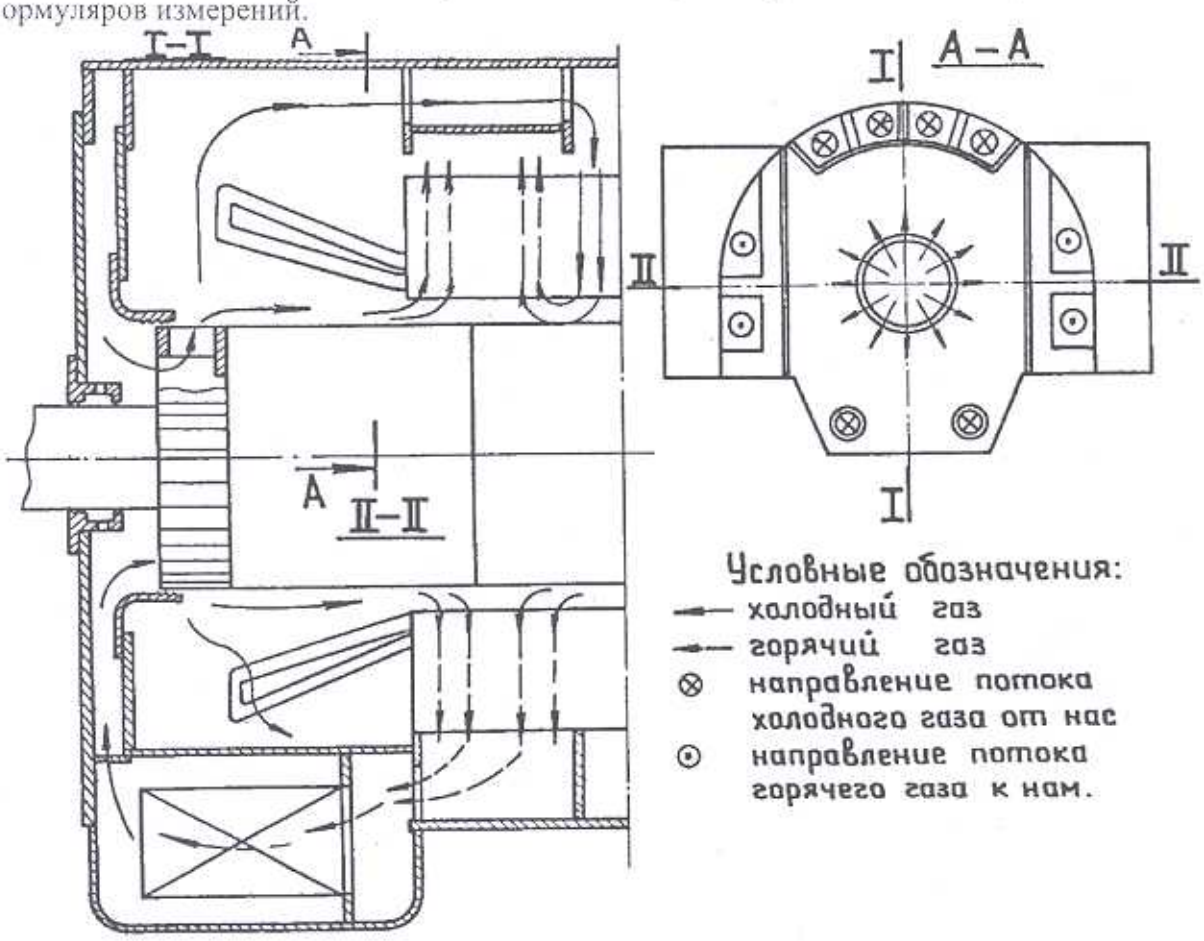


Рис. 10-21. Схема вентиляции возбудителя

Должны быть выполнены следующие требования завода-изготовителя:

установка статора относительно ротора в аксиальном направлении со сдвигом в сторону свободного конца вала на 20 мм (от положения вертикальной оси симметрии); необходимость такого сдвига вызывается тепловым расширением роторов турбины, генератора, возбудителя;

диапазоны температур нагрева деталей, имеющих горячую посадку, указаны в табл. 10-5), при этом предусматривается индукционный нагрев бандажных колец при снятии и надевании, а нагрев центрирующих колец, контактных колец, полумуфты допускается выполнять газовыми горелками.

Таблица 10-5

Наименование детали	Температура нагрева, °С	
	При снятии	При надевании
Бандажное кольцо	220–230	230–250
Центрирующее кольцо	150–160	160–180
Контактные кольца с втулкой	60–75	80–100
Контактное кольцо на втулку	250–260	260–270
Полумуфта	250–270	270–300

Электрические измерения, испытания и проверки основных узлов возбудителя после ремонта проводятся в соответствии с нормами, приведенными в разд. 14. При измерении сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром 1000 В) следует учитывать допустимое соотношение сопротивления изоляции и температуры обмоток, приведенное ниже:

Температура изоляции, °С	Сопротивление изоляции, не менее, МОм
75	0,6
70	0,73
60	1,06
50	1,5
40	2,3
30	3,3
20	5,0

10.9. Разборка генератора

Объемы работ при разборке генератора определяются задачами ремонта и, соответственно, различаются по последовательности, полноте, трудоемкости, применяемой оснастке, приспособлениям, используемому оборудованию.

При разборке используются технологические рекомендации, изложенные в разделе 3. Общими требованиями при разборке являются: измерение и маркировка относительного расположения деталей разбираемого узла, составление соответствующих формуляров и карт для стороны турбины (ст.Т) и стороны возбудителя (ст.В), маркировка и комплектация разбираемых однотипных деталей с указанием их принадлежности. Аксиальное относительное расположение ротора и статора и воздушные зазоры между ними обязательно указываются в формуляре.

Далее приведены краткие сведения о технологии разборки основных узлов, с учетом особенностей конструкции турбогенератора ТЗВ-800-2.

Разборка наружных щитов производится после демонтажа деталей тракта водоподвода (системы охлаждения обмоток ротора), закрепленных на щитах. Демонтажу подлежат:

– патрубки, индикаторные трубки подвода, контроля, слива охлаждающего дистиллята;

– крышки напорных камер;
– штуцерные вводы напорного коллектора;
– напорные камеры;
– крепление напорного коллектора к напорной камере;
– трубы водоподвода лабиринтных уплотнений;
– корпуса лабиринтных уплотнений;
– медное демпферное кольцо;
– водоотсекатель систем осушки.

Снятие наружного щита с концевой части корпуса статора предусматривает последовательно: разборку верхнего полущита, установку приспособления для кантовки нижнего полущита, разборку с нижнего полущита контрольных и дренажных шлангов, кантовку и снятие нижнего полущита. При этом используются приспособления по схеме, показанной на рис.10-22, и приспособления для транспортировки наружных полущитов (рис. 10-23).

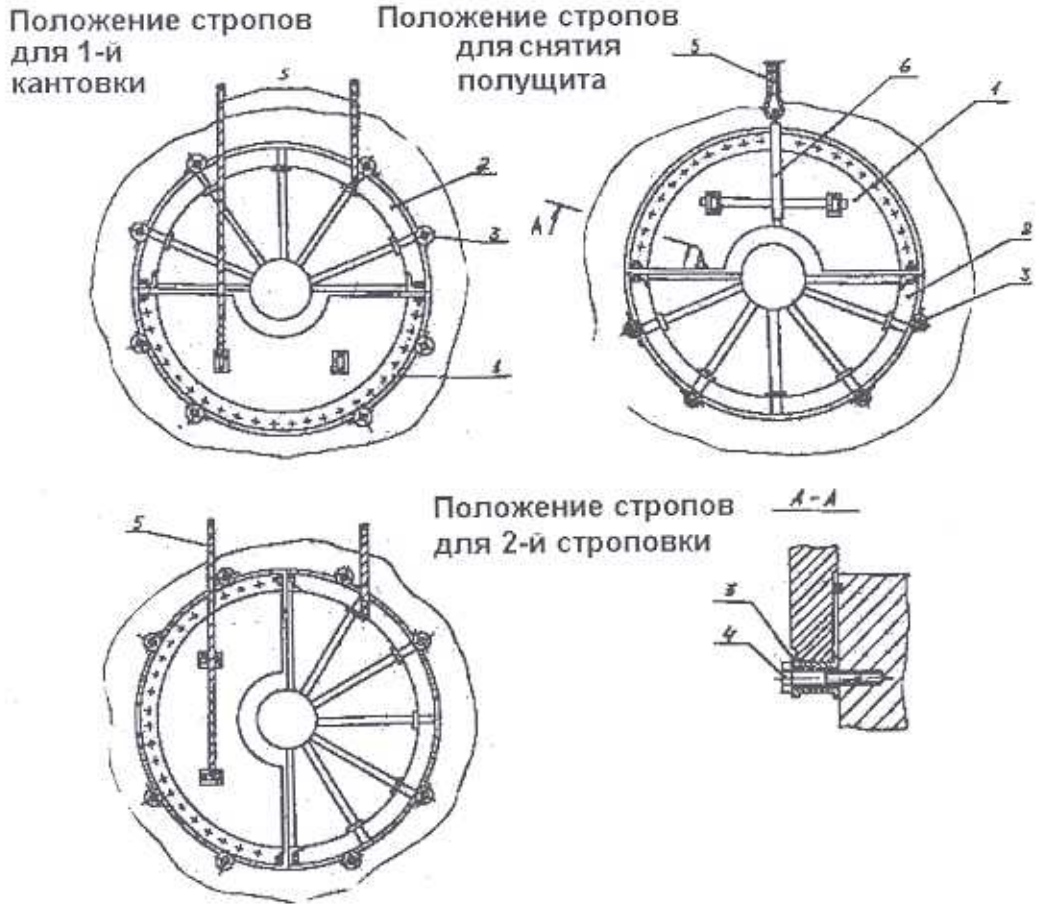


Рис. 10-22. Схема кантовки нижнего полущита статора при разборке:
1– нижний полущит, *2* – приспособление для кантовки, *3* – держатель, *4* – болт, *5* – строп,
6 – приспособление для снятия полущита

Вывод ротора из расточки статора производится по стандартным схемам (разд. 3) с использованием одного или двух кранов и установкой удлинителя вала. Во втором случае не требуется установка рельсового пути. Разборка узла водяного охлаждения обмоток ротора производится после установки ротора на роликовые опоры (рис. 10-24) для выполнения следующих операций:

внешний осмотр сливных и напорных колец на наличие механических повреждений, следов кавитации;

проверка плотности затяжки крепежа и исправности стопорных шайб; – измерение радиального биения бандажных, сливных и напорных колец;

измерение относительных положений упорных колец от бандажных колец, бандажных колец от шпонок.

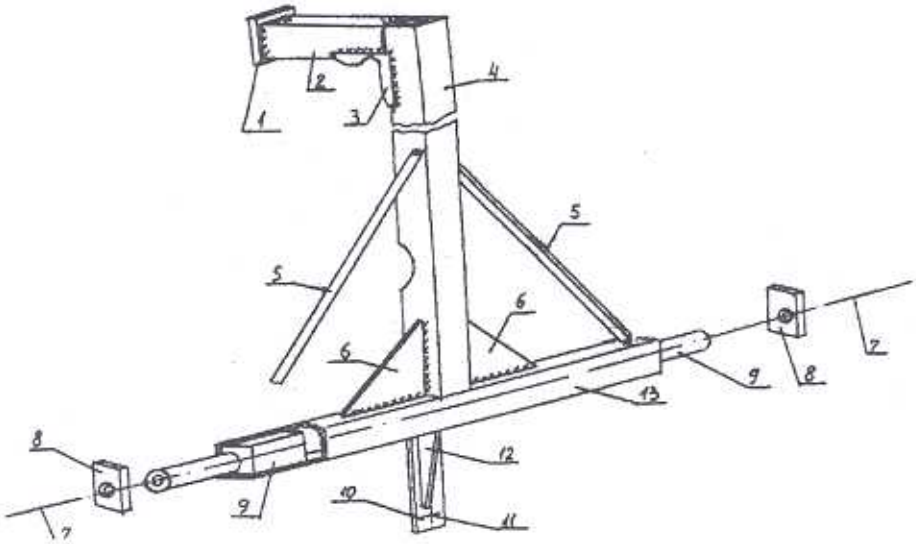


Рис. 10-23. Приспособление для транспортировки наружных полущитов: *1* – упор, *2* – опора, *3* – накладка, *4* – стойка, *5* – ребро жесткости, *6* – ребро жесткости, *7* – болт М10, *8* – щека, *9* – удлинитель, *10* – полоса, *11* – болт М24, *12* – ребро жесткости, *13* – связь

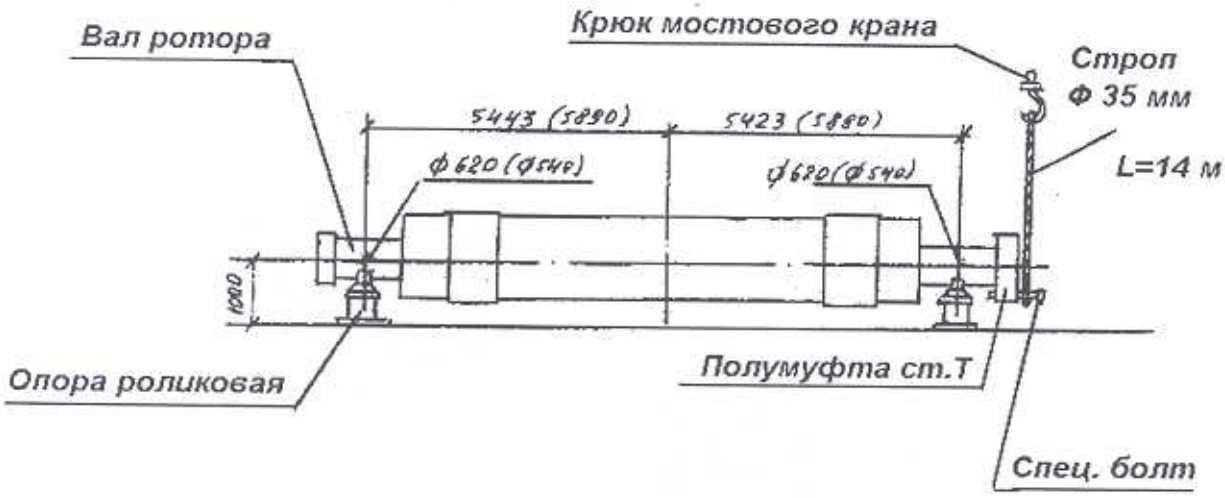


Рис. 10-24. Схема установки ротора генератора на роликовые опоры

Измеренные величины заносятся в формуляр (рис. 10-25). Рекомендуется по результатам измерений изготовить шаблоны для последующих проверок относительных положений (рис. 10-26).

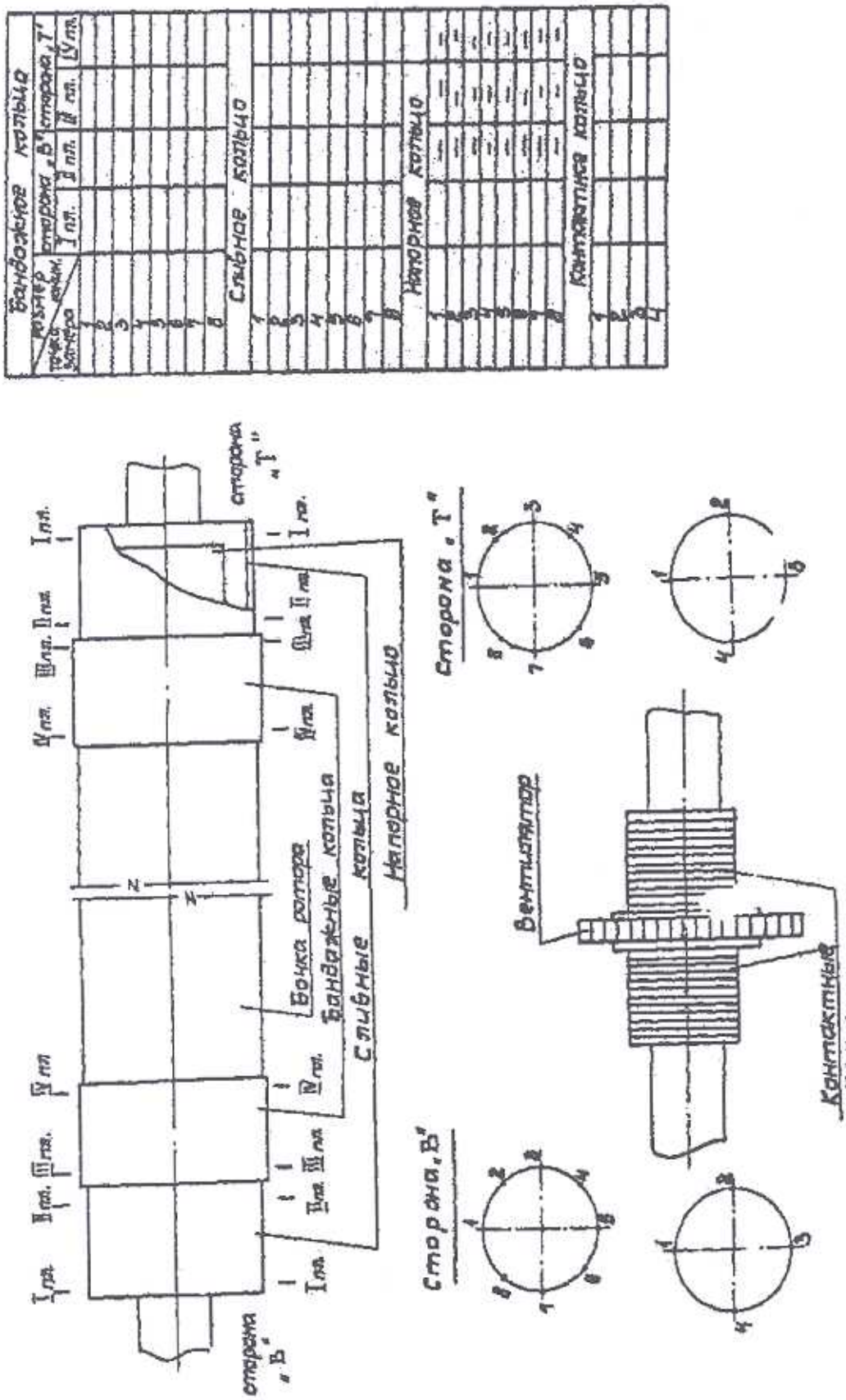


Рис. 10-25. Схема измерений деталей ротора генератора и формуляр

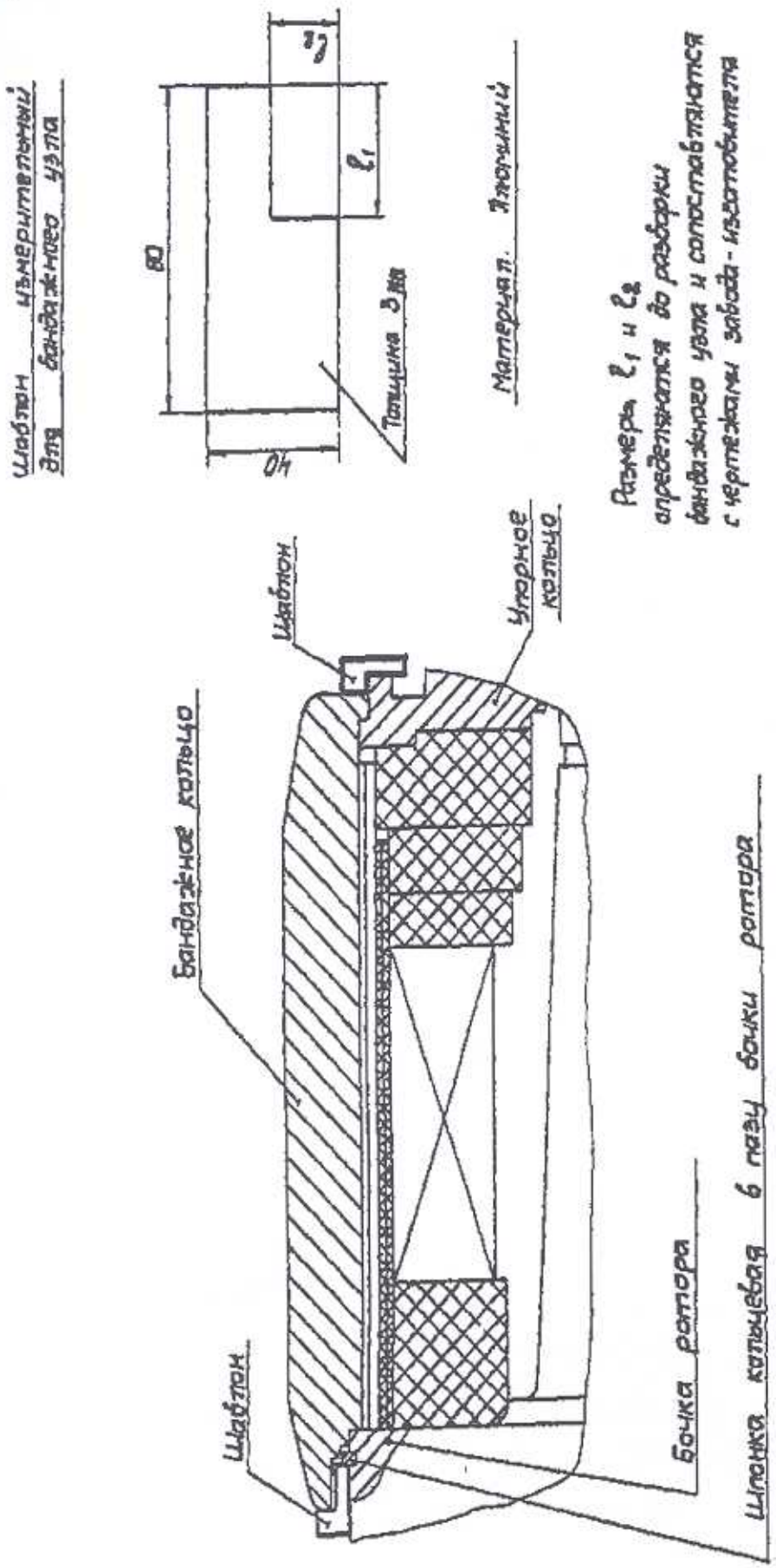


Рис. 10-26. Схема применения измерительных шаблонов для бандажного узла

Разборка узла водяного охлаждения ротора производится после установки ротора по оси большого зуба на шпальные опоры (рис.10-27) в следующем порядке:

разборка креплений сливных колец на упорных кольцах и снятие сливных колец с вала в соответствии со схемой строповки (рис.10-28);

разборка креплений напорных колец на упорных кольцах и снятие напорных колец с вала в соответствии со схемой строповки (рис.10-29);

продувка каналов обмоток (возбуждения и демпферной) сжатым воздухом до полного удаления воды из обмоток (рис.10-30);

разборка и выемка из упорных колец винтов-заглушек, текстолитовых втулок (трубок) и латунных трубок (рис.10-31).

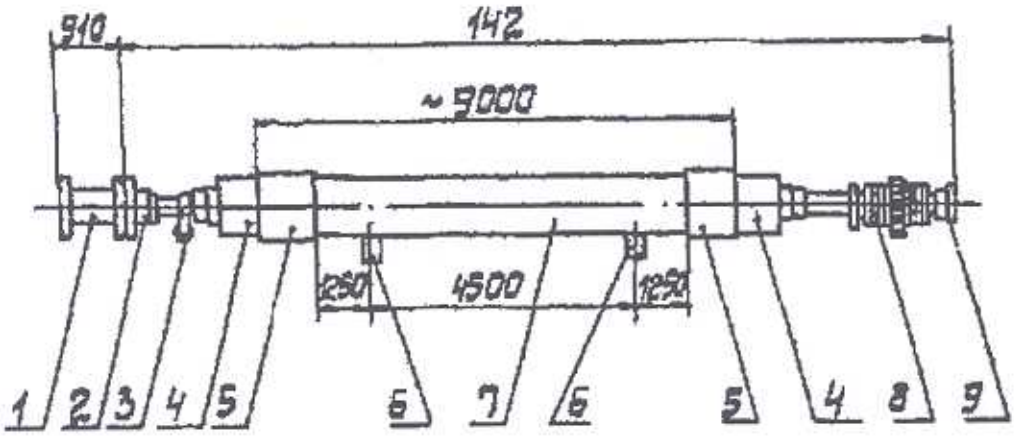


Рис. 10-27. Схема установки ротора генератора на шпальные опоры:
1 – удлинитель ротора, 2 – полумуфта ротора (сторона турбины), *3* – тележка внутренняя,
4 – кольцо сливное, *5* – кольцо бандажное, *6* – опора, *7* – бочка ротора, *8* – контактные кольца, *9* – полумуфта ротора (сторона возбудителя)

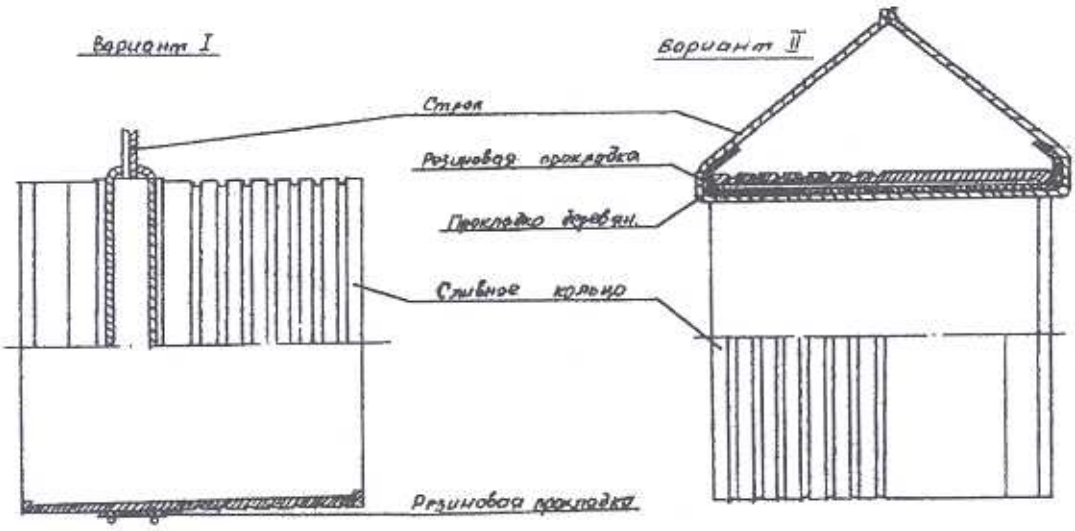


Рис. 10-28. Схема строповки сливного кольца

Снятие втулок вала (под упорными кольцами) выполняется приспособлениями при нагреве втулки от гибкого индуктора с питанием от трансформатора (например, ТСД-2000) и охлаждением водой. Температура нагрева втулки должна достигать 150–200 °С. Для целей ремонта достаточно сдвинуть втулку на 500–600 мм. Контроль температуры нагрева осуществляется термощупом.

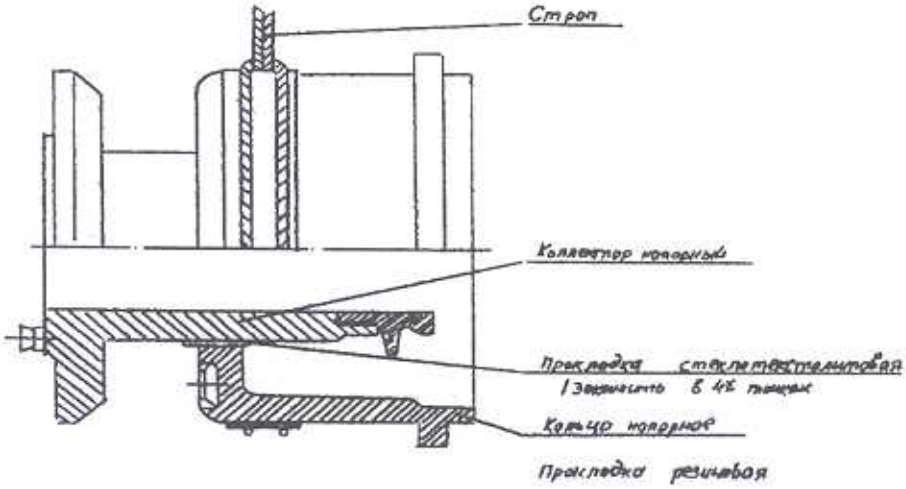


Рис. 10-29. Схема строповки узла «напорное кольцо-напорный коллектор»

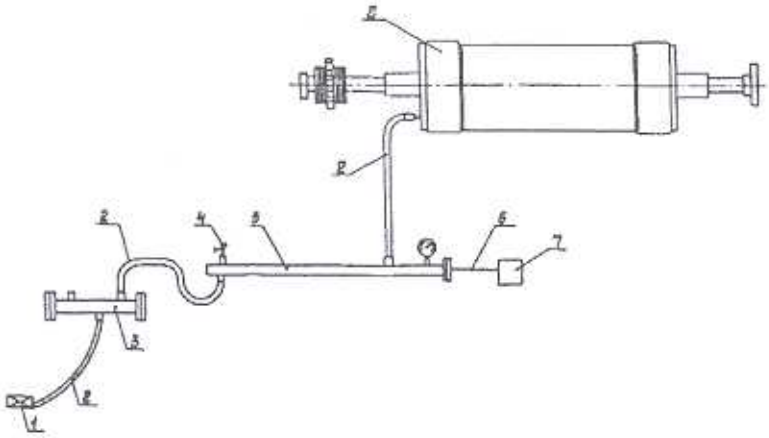


Рис. 10-30. Схема продувки обмоток ротора сжатым воздухом, нагретым через ТЭН:
1 – пост сжатого воздуха, *2* – рукав резиновый, *3* – воздухоосушитель, *4* – вентиль, *5* – ТЭН, *6* –кабель, *7* – источник электропитания (220 В, 6 кВт), *8* – ротор.

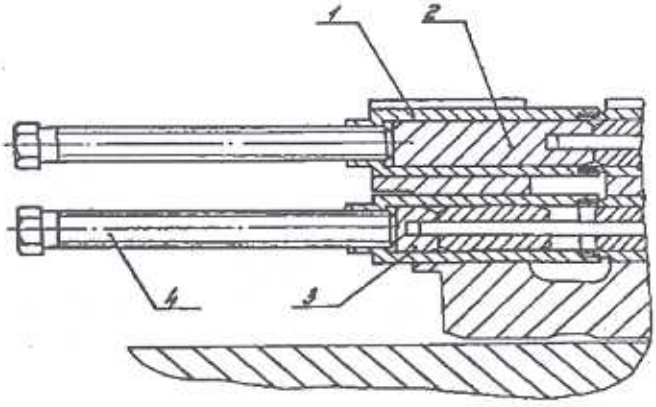


Рис. 10-31. Схема снятия уплотняющих трубок демпферной обмотки:
1 – втулка, *2* – упор, *3* – упор, *4* – болт

Разборка бандажного узла ротора выполняется после предварительной маркировки пазов и положения узлов и деталей (рис.10-32, *а* и *б*).

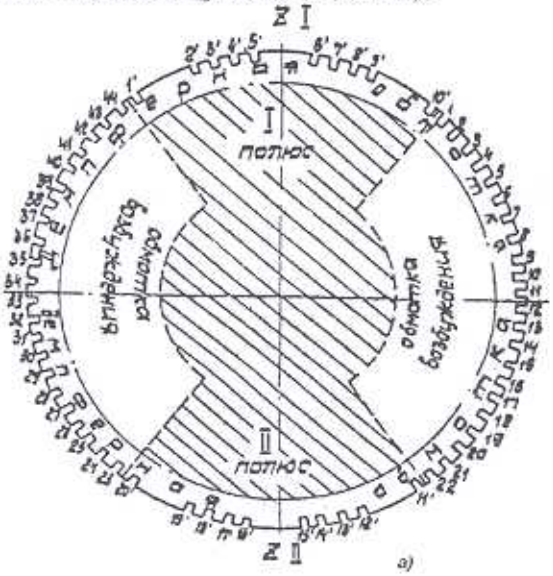


Рис. 10-32. *а)* Схема маркировки пазов ротора(вид на торец бочки со стороны возбудителя):
zI – zII – ось большого зуба.

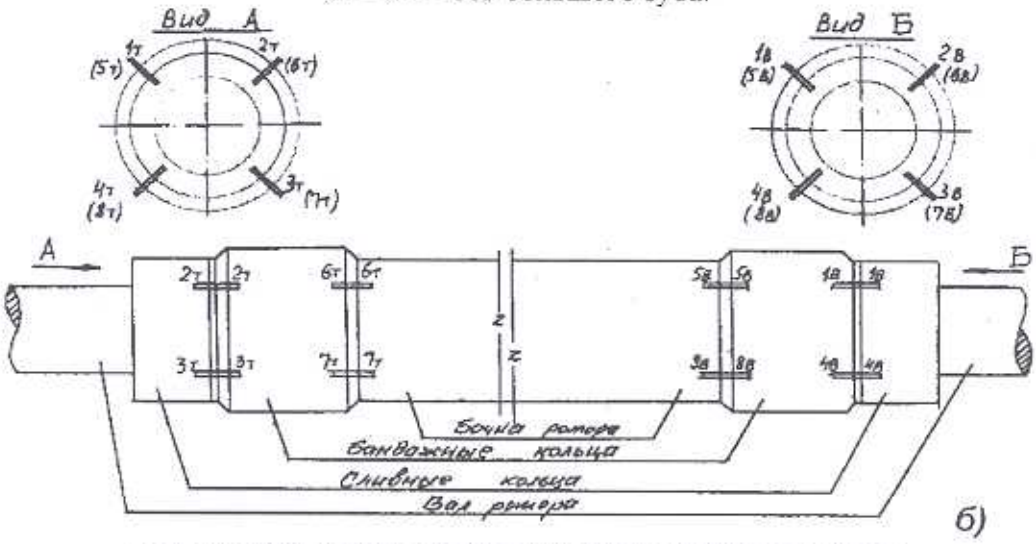


Рис. 10-32 *б)* Схема маркировки узлов и деталей ротора.

Нагрев бандажного кольца выполняется индуктором с водяным охлаждением (рис.10-33).

Рекомендуемые параметры индуктора:

24 витка медной трубки диаметром 19 мм с толщиной стенок 1,5 мм;

давление проточной охлаждающей воды 0,1–0,2 МПа;

напряжение питания – 127 В; ток 1100–1300 А.

Нагрев производится до температуры $250^{\pm 10}$ °С; для контроля температуры применяются термопары хромель-копель; на рис.10-33 дана примерная схема установки термопар.

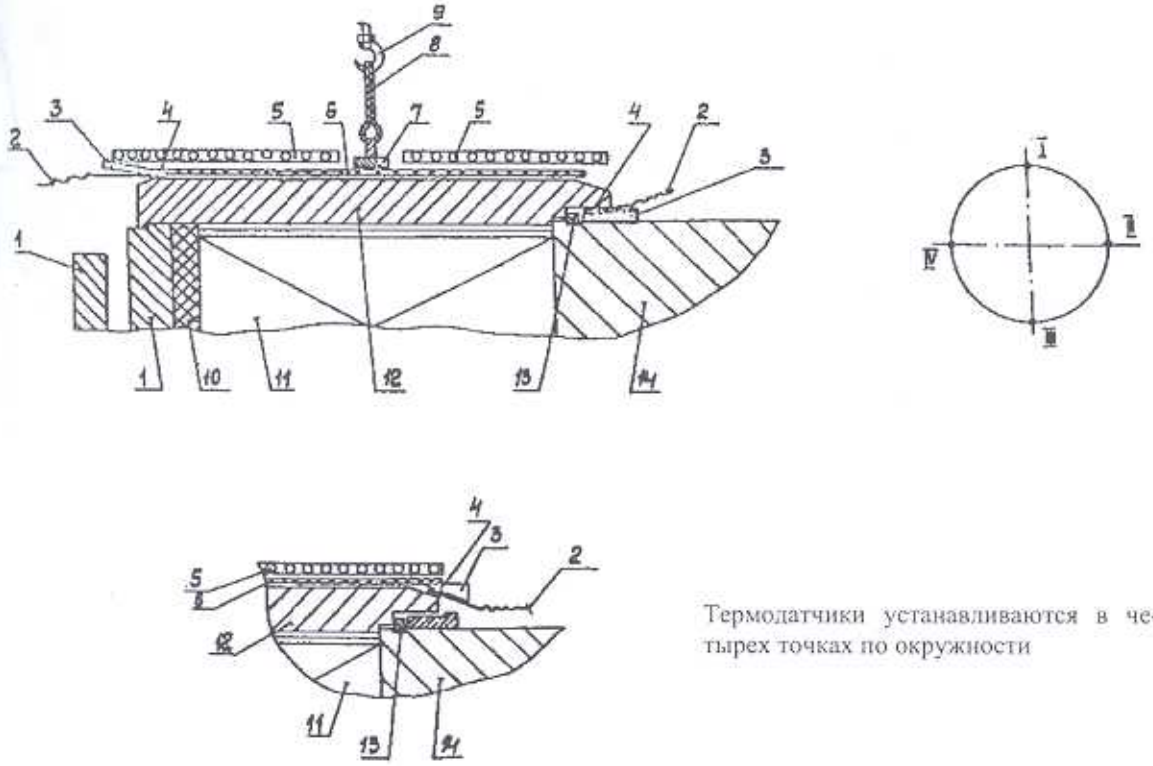


Рис.10-33. Установка индуктора и датчиков теплоконтроля при нагреве бандажного кольца:
1 – упорное кольцо ротора, *2* – провод термодатчика, *3* – клин технологический,
4 – термодатчик, *5* – индуктор нагрева, *6* – ткань защитная (асбополотно), *7* – хомут технологический для транспортировки, *8* – строп, *9* – крюк мостового крана, *10* – кольцо дистанционное ротора, *11* – лобовая часть обмотки, *12* – бандажное кольцо, *13* – шпонка кольцевая на бочке ротора, *14* – бочка ротора, *15* – гайка бандажная

Установка приспособления для нагрева и снятия бандажного кольца показана на рис.10-34.

После достижения контрольной температуры нагрева бандажного кольца необходимо приспособлением осадить бандажное и упорное кольцо в сторону бочки ротора (контроль осадки по индикаторам) до упора в кольцевую шпонку. Гайка крепления бандажного кольца отворачивается спецключом с удлинителем (при необходимости используется реечный домкрат) на 2,5 оборота. При сдвинутой на бочку ротора гайке и поджатом к шпонке бандажном кольце следует проверить и откорректировать размеры шаблонов относительных положений (см. выше).

После сдвига бандажного кольца шпильками приспособления на половину лобовой части обмотки следует установить технологический хомут (например, проволочный или ленточный) на демпферные сегменты. Дальнейший вывод бандажного кольца выполняется при строповке на транспортном хомуте.

Разборка и снятие с вала ротора узла «упорное кольцо-стеклотекстолито-вое кольцо» производится при необходимости ремонта выводов витков катушек обмотки или ремонта витков с подъемом из паза.

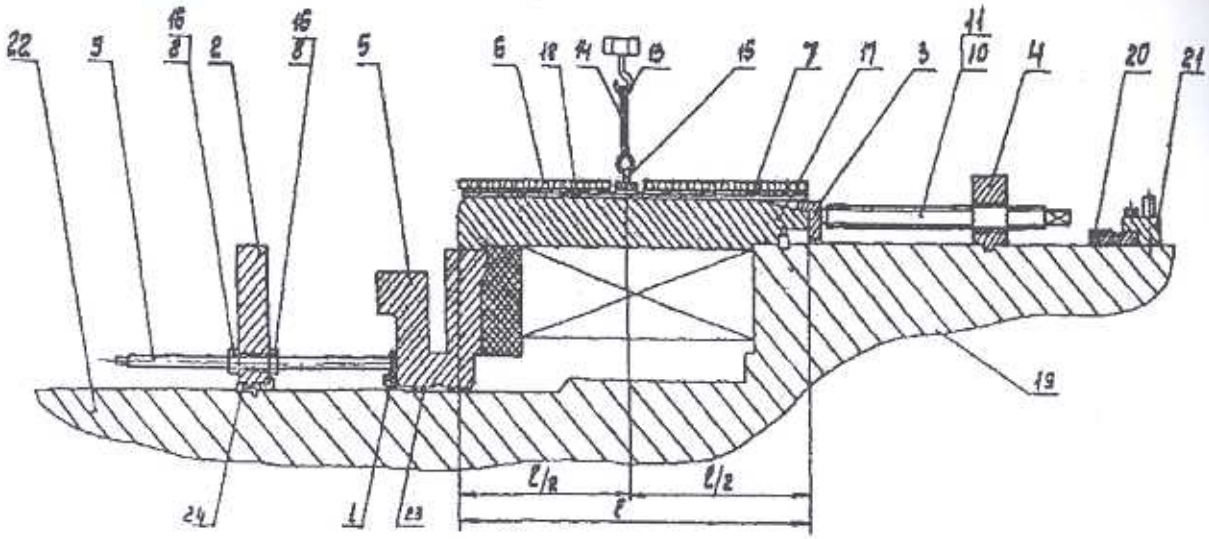


Рис. 10-34. Установка приспособлений и снятие бандажного кольца с ротора:
1 – упор, *2* – кольцо, *3* – кольцо упорное, *4* – кольцо, *5* – кольцо упорное ротора,
6, 7 – индукторы нагрева, *8* – гайка М16, *9* – винт М16, *10, 11, 12* – винты М24,
13 – крюк мостового крана, *14* – строп, *15* – хомут транспортный, *16* – шайба 16, *17* – бандажное кольцо, *18* – асбополотно, *19* – бочка ротора, *20* – гайка бандажная, *21* – спец. ключ для гайки,
22 – вал ротора, *23* – резиновые кольца, *24* – вкладыш.

Разборка контактных колец ротора в целом совпадает с технологией, используемой на большинстве типов турбогенераторов, и заключается в последовательном снятии вентиляторов, установленных между контактными кольцами, разборке изоляционных деталей и крепежа токоведущих болтов и гибких токоподводов, нагреве и снятии контактных колец.

Нагрев ступицы вентиляторов производится до температуры 200^{+30} °С газовыми горелками.

Для разборки узла контактных колец используются стандартные приспособления – хомуты, шпильки, упорные кольца (рис.10-35). Нагрев контактных колец рекомендуется выполнять до температуры 120–140 °С в течение 3–5 мин двухпламенными газовыми горелками. Ограничение времени нагрева вызвано установкой изготовителем предельной температуры распределительного медного кольца, равной (60–70) °С. Сразу после снятия контактного кольца необходимо охладить медное кольцо воздухом до окружающей температуры.

Разборка токоведущих болтов и гибкого токопровода до соединения с обмоткой возбуждения ротора практически совпадает с технологией, применяемой на турбогенераторах типов ТВФ или ТВВ (разд.5).

Разборка системы охлаждения обмотки статора (напорные и сливные коллекторы, фторопластовые шланги, крепление коллекторов, патрубки подачи и слива дистиллята) производится при снятых наружных щитах методами, принятыми для турбогенераторов типов ТВВ (разд.4).

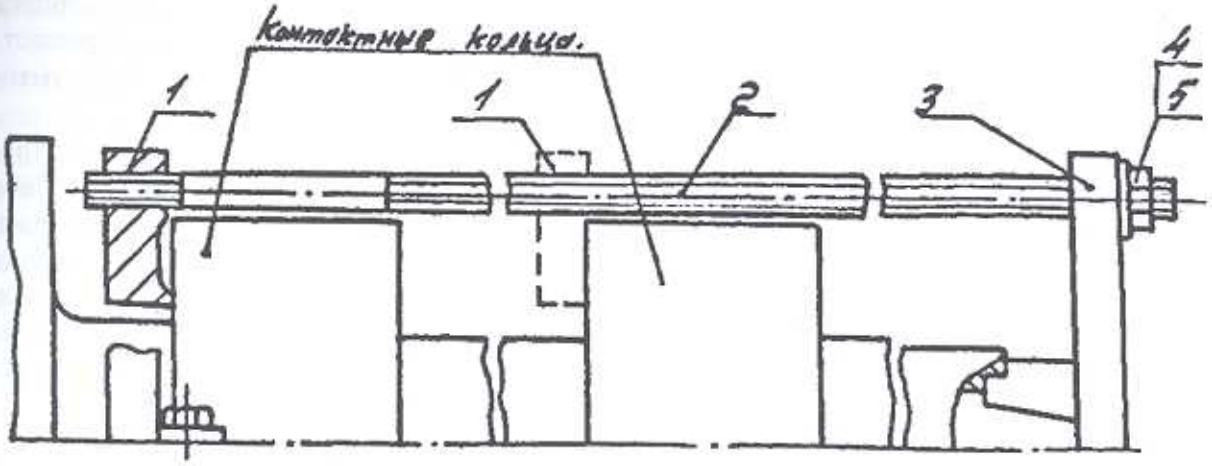


Рис. 10-35. Установка приспособлений для снятия контактных колец ротора:
1 – кольцо, *2* – шпилька, *3* – диск, *4* – гайка, *5* – шайба

Разборка узла крепления лобовых частей обмотки статора до стадии снятия внутреннего конусного кольца состоит из следующих операций, выполняемых слесарным и обмоточным инструментом без применения каких-либо специальных приспособлений:

удаление эпоксидной замазки, шнуровых бандажей, прокладок и клиньев распорного стеклотекстолитового кольца над изоляционными коробками;

разборка натяжного устройства в объеме удаления шнуровых бандажей на шпильках тяг, ослабление гаек тяг, снятия тяг (петель из лавсанового шнура) с упоров, снятия стеклотекстолитовых сегментов со шпильками тяг;

разборка встречных клиньев в узлах тангенциальной расклиновки изоляционных коробок;

вывод внутреннего конусного кольца с использованием траверсы.

Разборка изоляционных коробок и фторопластовых шлангов аналогична операциям, выполняемым на турбогенераторах типа ТВВ (разд.4).

Штуцеры соединений шлангов с наконечниками обмотки уплотнены резиновыми втулками, которые необходимо менять с заданной периодичностью. В модернизированной конструкции предусматривается сборная изоляционная коробка с неполным заполнением ее замазкой, что должно значительно облегчить выполнение этой операции.

Разборка выводов (нулевых и фазных) обмотки статора производится методами, применяемыми на турбогенераторах ТВВ-320-2, с использованием крана (для нулевых выводов) и тали (для фазных выводов). Разъединение контактного соединения хвостовика концевого вывода с выводной шиной (снятие гибких вставок) выполняется после разборки и снятия (или сдвига для фазных выводов) изоляционных коробок гибких вставок разборкой зажимов.

Разборка крышек на люках корпуса статора обеспечивает доступ к спинке сердечника, ребрам и системе их охлаждения.

10.10. Ремонт узлов систем водяного охлаждения генератора

Все сборочные единицы узлов, разбираемых при ремонте генератора, подвергаются проверке их технического состояния. По результатам проверки выбираются методы и объем ремонта. Ниже приведены основные ремонтные операции на узлах систем водяного охлаждения генератора.

Система охлаждения сердечника и ребер статора. Проверяется техническое состояние резиновых уплотняющих прокладок смотровых и технологических люков корпуса статора, выполняется ревизия резьбовых отверстий и установочного крепежа, устраняются обнаруженные неисправности и отклонения от требований конструкторской документации.

Проверяется техническое состояние всех штуцерных и фланцевых соединений трубопроводов и фторопластовых шлангов системы, состояние активной стали (в зоне зубцов и спинки) на наличие следов коррозии, состояние доступных поверхностей охладителей сердечника и ребер, проверяется плотность крепления фторопластовых трубок на штуцерах, проверяется состояние фторопластовых трубок. Выполняется замена фторопластовых трубок по следующим признакам: наличие трещин, разрывов, раковин, деформаций на перегибах (радиус перегиба должен быть не менее 80 мм). *Конструкция крепления фторопластовой трубки на штуцере охладителя приведена на рис.10-36.*

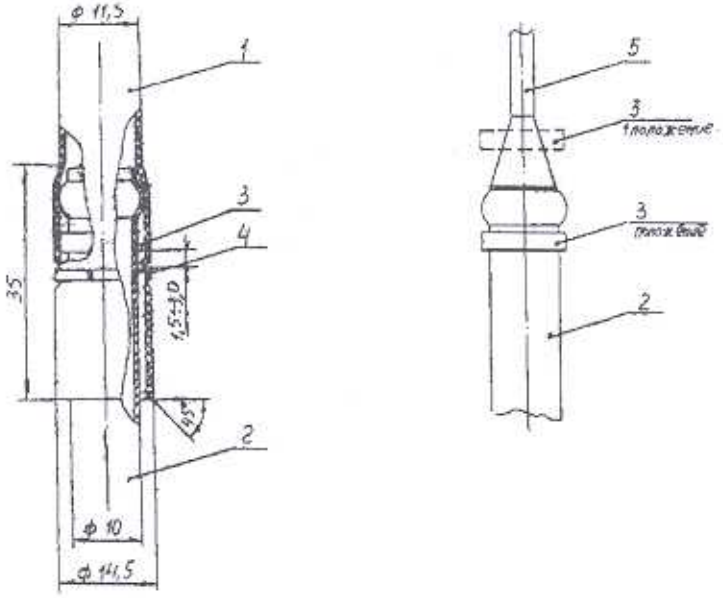


Рис. 10-36. Крепление фторопластовой трубки на штуцере охладителя сердечника статора:
1 – трубка фторопластовая, *2* – штуцер охладителя, *3* – втулка резиновая, *4* – кольцо медное, *5* – оправка

Проверяется плотность крепления охладителей в пазах ребер статора, наличие деформации охладителей, следов течи дистиллята.

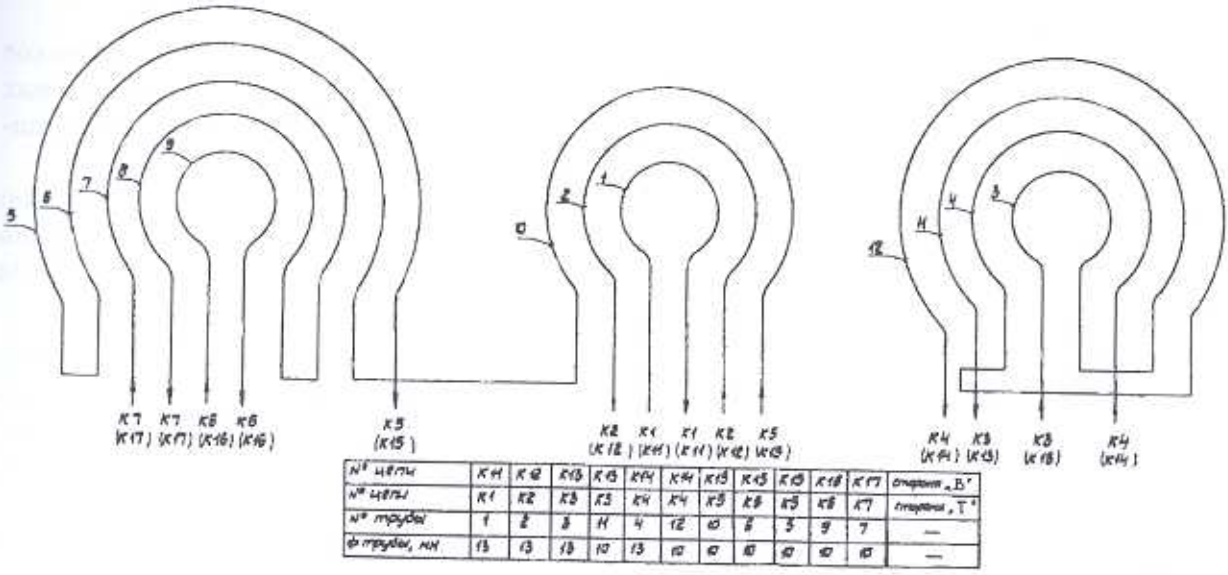
Испытания цепей охлаждения сердечника и ребер статора на герметичность проводятся методом прокачки дистиллята с давлением на входе испытываемой цепи 0,6 МПа (6 кгс/см^2) в течение 6 часов. За время испытания производится осмотр всего тракта водоподачи для выявления течей воды. Утечки не допускаются. Выявленные утечки устраняются, гидравлические испытания повторяются.

Испытания цепей охлаждения сердечника и ребер статора на проходимость проводятся прокачиванием дистиллята с давлением на входе 0,1 МПа (1,0 кгс/см^2). Расход дистиллята по цепям охлаждения измеряется мерной емкостью и не должен отличаться от расхода, измеренного при монтаже более, чем на 10% в меньшую сторону. Прежде всего, следует проверять на проходимость те цепи охлаждения, по которым при эксплуатации выявлены снижение расхода и рост температуры дистиллята на сливе.

Деформированные по толщине охладители сердечника статора допускаются к эксплуатации при условии соответствия вышеуказанным требованиям герметичности и проходимости. Конструкторской документацией допускается отключение от системы до 10% (от общего числа) неисправных охладителей сердечника статора при условии, что охлади-

тели не располагаются рядом в одном слое или по разным сторонам одного пакета сердечника напротив друг друга.

Система охлаждения нажимных колец статора (гидравлическая схема) показана на рис.10-37. Проверяется состояние фланцевых и штуцерных соединений по всем цепям охлаждения, плотность установки охладителей в пазах нажимных колец. Для осмотра охладителей часть распорных стеклотекстолитовых и металлических клиньев (между внешним изоляционным конусным кольцом и «юбкой» нажимного кольца) удаляется. Допускается пооперационное удаление распорных клиньев в их 4-х диаметральных положениях без нарушения центровки изоляционного кольца. Неисправности устраняются по технологической инструкции.



№ цепи	К11	К12	К13	К15	К14	К14	К15	К15	К16	К18	К17	отверстия „В"
№ цепи	К1	К2	К3	К5	К4	К4	К5	К6	К5	К8	К7	отверстия „Т"
№ трубы	1	2	3	11	4	12	10	8	5	9	7	—
ф трубы, мм	13	13	13	10	13	10	10	10	10	10	10	—

Рис.10-37. Схема гидравлических соединений нажимного кольца статора

Испытание системы охлаждения нажимных колец на герметичность проводится по схеме на рис.10-38 отдельно для стороны возбудителя (ст. В) и для сторны турбины (ст. Т).

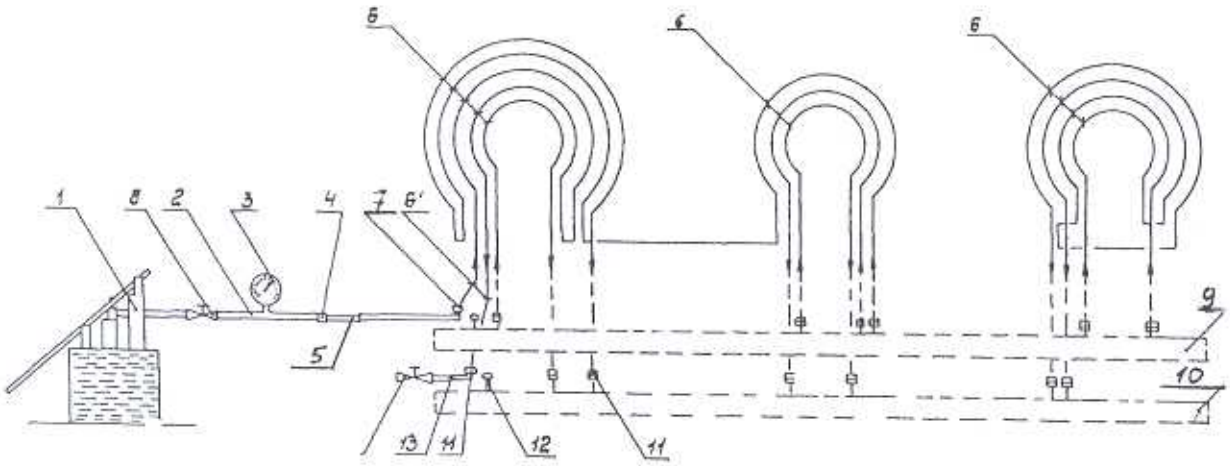


Рис. 10-38. Схема испытаний гидроцепей нажимных колец на герметичность: *1* – гидропресс ручной, *2* – штуцер технологический, *3* – манометр для воды (1,6 МПа), *4* – хомутик с винтом и гайкой, *5* – трубка медная импульсная, *6* – охладители нажимных колец, *6'* – охладитель испытываемый, *7* – гайка накидная охладителя (напор), *8* – вентиль запорный, *9* – коллектор напорный, *10* – коллектор сливной, *11*– гайка накидная охладителя (слив), *12* – штуцер на коллекторе, *13* – штуцер технологический

При необходимости испытывается на герметичность отдельная дефектная цепь охлаждения давлением дистиллята 1,0 МПа (10 кгс/см^2) в течение 24 часов. Снижение давления за время испытаний и течи не допускаются.

Испытание цепей охлаждения нажимных колец на проходимость проводится отдельно по каждой цепи по схеме на рис.10-39 для ст. В и ст. Т.

Давление дистиллята на входе в цепь охлаждения поддерживается на уровне 0,2 МПа (2 кгс/см^2), расход за фиксированное время измеряется мерной емкостью. Номинальный расход по цепям охлаждения установлен технической документацией на ремонт. Фактически измеренный расход по цепям охлаждения не должен отличатся от ранее измеренного более, чем на 10% в меньшую сторону.

Система охлаждения концевых частей корпуса статора. Проверяется техническое состояние всех фланцевых соединений, внутренних полостей и поверхностей концевых частей на наличие коррозии, деформации, повреждений сварных швов. Исправление повреждений выполняется по технологическим инструкциям.

Испытание системы охлаждения концевых частей на герметичность проводится по схеме на рис.10-40 технической водой с давлением 0,2 МПа (2,0 кгс/см^2). Длительность испытания – 24 часа. Испытания проводятся отдельно на каждой концевой части. Падение давления и течи не допускаются.

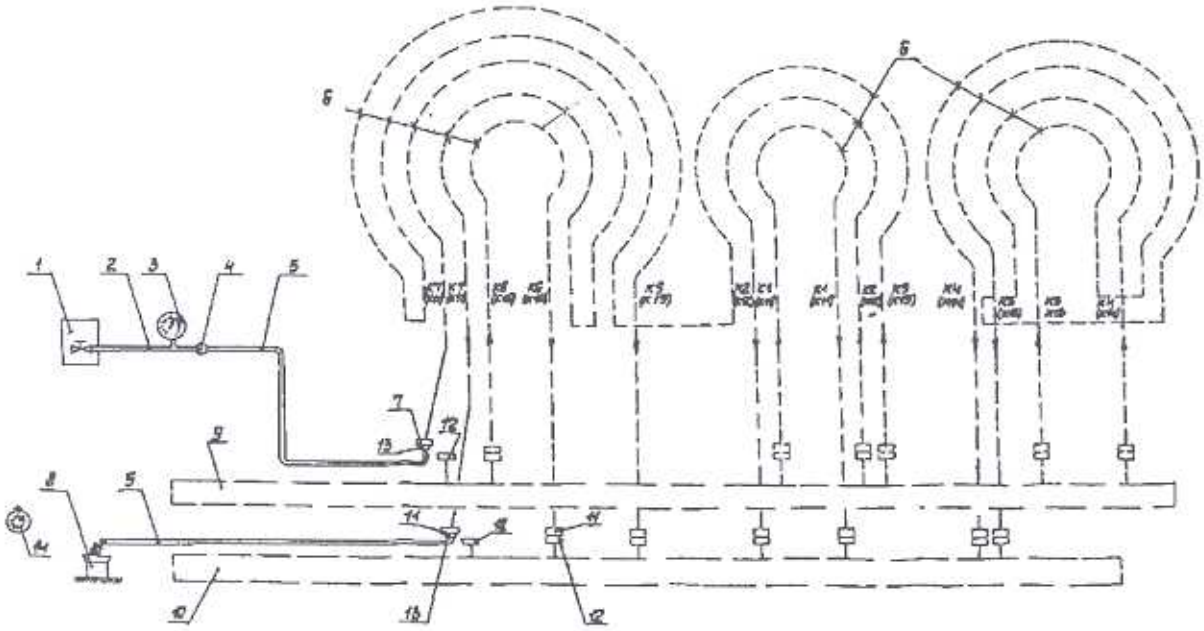


Рис. 10-39. Схема испытаний гидроцепей нажимных колец на проходимость:
1 – пост холодной чистой воды, *2* – спец.штуцер, *3* – манометр для воды (до 0,5 МПа),
4 – хомутик с винтом и гайкой, *5* – шланг резиновый для воды, *6* – охладители нажимных колец, *7* – гайка накидная охладителя (напор), *8* – емкость мерная, *9* – коллектор напорный,
10 – коллектор сливной, *11*– гайка накидная охладителя (слив), *12* – штуцер на коллекторе,
13 – штуцер технологический, *14* – секундомер.

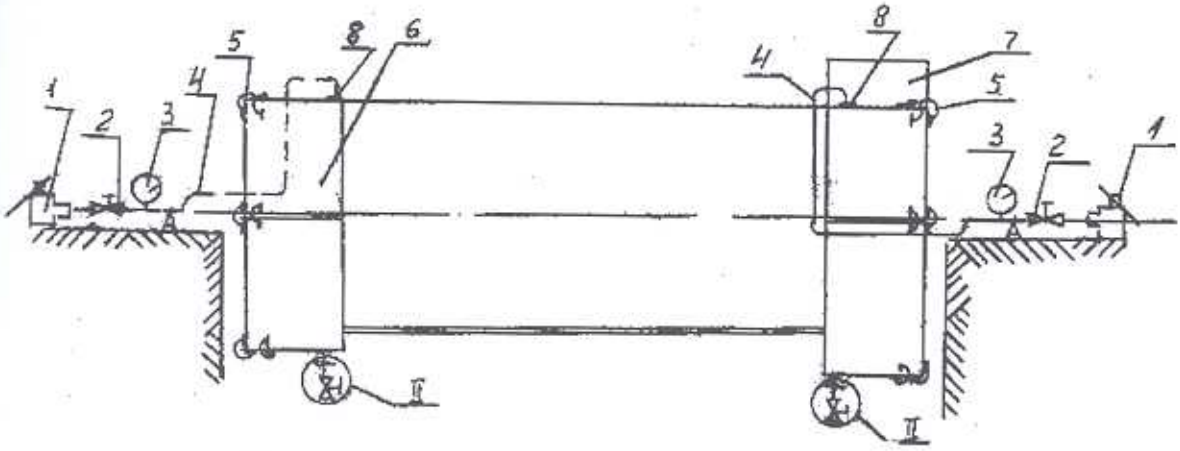


Рис.10-40. Схема испытаний на герметичность гидроцепей концевых частей: *1* – ручной гидропресс, *2* – вентиль, *3* – манометр (0,5 МПа), *4* – шланг, *5*– перемычка, *6* – концевая часть ст. Т, *7* – концевая часть ст. В, *8* – фланец технологический.

Если течь не выявлена при наличии падения первоначального давления, проводится пневмоиспытание воздухом с фреоном. Давление воздуха при отыскании утечек устанавливается равным 0,2 МПа (2 кгс/см^2). Для выявления мест утечек применяются галоидные течеискатели. После устранения течей гидравлические испытания концевых частей повторяются.

Система охлаждения обмотки статора. Проверяются: техническое состояние узлов крепления напорного и сливного коллекторов, плотность затяжки гаек фторопластовых шлангов на штуцерах коллекторов, плотность крепления датчиков термоконтроля на штуцерах коллекторов, наличие влаги на поверхности и в районе изоляционных коробок головок стержней обмотки, фланцевые соединения трубопроводов, наличие следов течей дистиллята (белый налет) на изоляционных деталях крепления лобовых частей обмотки и соединительных шин), наличие следов коррозии на коллекторах. Обнаруженные неисправности устраняются согласно технологическим инструкциям по ремонту.

Гидроиспытание системы охлаждения обмотки статора на герметичность проводится по схеме на рис.10-41. Испытанию на герметичность подвергаются одновременно все цепи охлаждения обмотки. Испытание проводится дистиллятом давлением 0,8 МПа (8 кгс/см^2) в течение 24 часов. Выявленные неисправности устраняются по технологическим инструкциям и испытания повторяются. Падение давления за время испытаний и течи не допускаются.

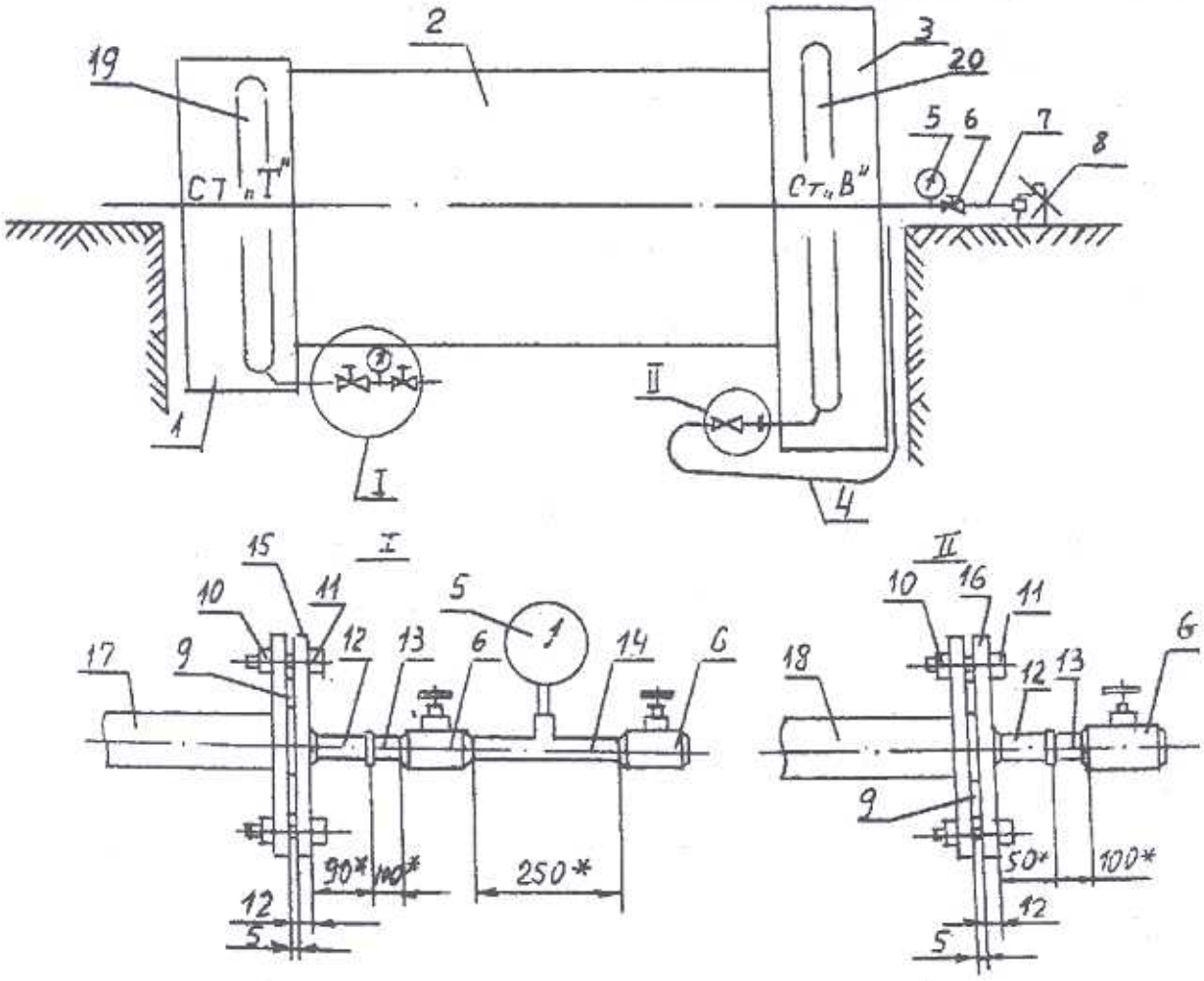


Рис.10-41. Схема испытаний системы охлаждения обмотки статора на герметичность:

1 – концевая часть статора ст. Т, *2* – корпус статора, *3* – концевая часть ст. В, *4* – шланг, *5* – манометр (1,6 МПа), *6* – вентиль 3/4", *7* – трубка медная Ø10 мм, *8* – ручной гидропресс, *9* – прокладка паронитовая толщ. 2 мм, *10* – гайка М16, *11* – болт М16, *12* – муфта стальная 3/4" , *13* – штуцер с трубной резьбой 3/4", *14* – тройник, *15, 16* – фланцы, *17* – трубопровод слива Ду20, *18* – трубопровод напора Ду12, *19* – коллектор сливной, *20* – коллектор напорный

В случае падения давления и невыявления течей при визуальном осмотре проводятся пневмоиспытания гидравлических цепей обмотки статора. Схема пневмоиспытания приведена на рис.10-42.

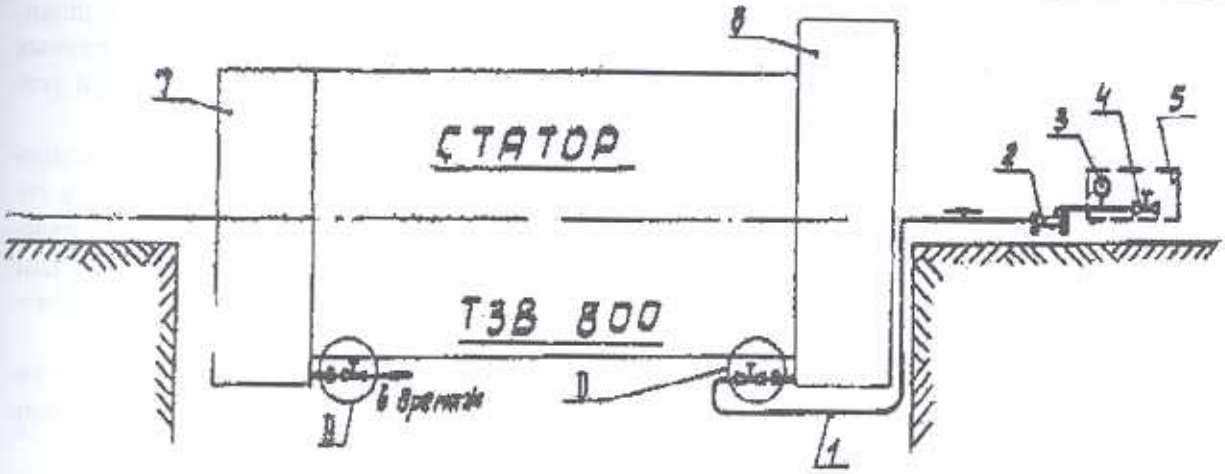


Рис.10-42 Схема пневмоиспытаний обмотки статора:
1 – шланг резиновый, *2* – воздухоосушитель , *3* – манометр (0,5 МПа), *4* – вентиль, *5* – пост сжатого воздуха, *6* – концевая часть статора ст. В, *7* – концевая часть статора ст. Т,
8 – дренажный вентиль.

Вытеснение дистиллята из цепей охлаждения обмотки статора выполняется по схеме на рис.10-43 методом «хлопка». Температура продуваемого воздуха должна быть в пределах от 20 до 50 °С, воздух должен подаваться через фильтр и осушитель, давление воздуха на входе в систему – 0,1 МПа (1,0 кгс/см^2).

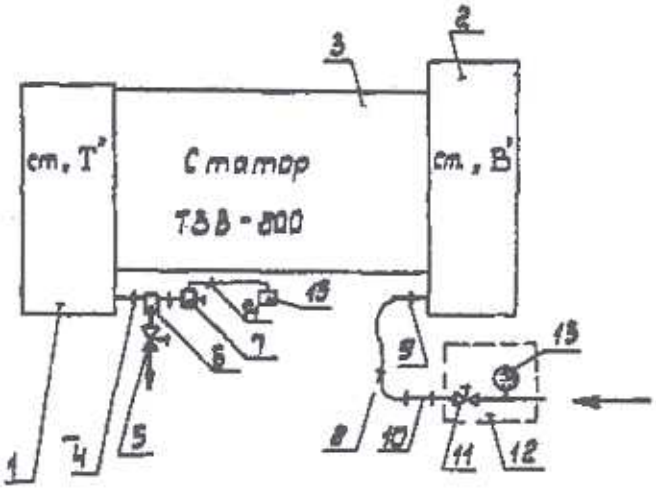


Рис. 10-43. Схема продувки воздухом обмотки статора:
1 – концевая часть статора ст. Т, *2* – концевая часть ст. В, *3* – корпус статора, *4* – фланец трубопровода слива дистиллята из обмотки статора, *5* – вентиль 3/4" слива дистиллята в дренаж, *6* – конденсатный горшок, *7* – вентиль с электромагнитным приводом, *8* – шланг резиновый Ду25, *9* – заглушка со штуцером, *10* – осушитель, *11* – вентиль 3/4", *12* – пост сжатого воздуха, *13* – манометр (1,6 МПа), *14* – кабель электрический, *15* – реле времени ВС-10-34

Пневмоиспытания для выявления мест неплотностей в гидравлической системе проводятся давлением воздуха 0,5 МПа (5 кгс/см^2). Места утечек выявляются галоидным течеискателем.

Проверяются все элементы и участки выделенного для испытания водяного тракта охлаждения обмотки: патрубки трубопроводов, фланцевые соединения, коллекторы, места крепления на коллекторах датчиков термоконтроля и расхода, штуцеры коллекторов, со-

единения фторопластовых шлангов на коллекторах, поверхность фторопластовых шлангов, изоляционные коробки головок стержней (в том числе выходы фторопластовых шлангов из коробок), соединительные шины, концевые выводы. Выявленные утечки устраняются согласно технологическим инструкциям по ремонту.

После устранения утечек повторно выполняются пневмоиспытания и гидравлические испытания системы охлаждения обмотки статора. В случае обнаружения течи в головке стержней (под изоляционной коробкой) производится разборка коробки и выявление причин утечки. Если утечка выявлена в заделке фторопластового шланга, то шланг подлежит замене. Если утечка выявлена в местах сопряжения арматур наконечника и фторопластового шланга, то производится притирка сопрягаемых деталей.

Вновь устанавливаемый фторопластовый шланг должен быть испытан на герметичность водой с давлением 1,6 МПа (16 кгс/см^2) в течение 10 мин. Зазор между соседними шлангами должен быть не меньше 3,0 мм.

Усилие затяжки гаек фторопластовых шлангов в соединениях с наконечниками головок и штуцерами коллекторов должно составлять 2 кН·см (200 кг·см).

Внимание! *Выявление и устранение неплотностей в водяной системе охлаждения обмотки статора особенно важно для турбогенераторов серии ТЗВ, которые (в отличие от генераторов серии ТВВ) имеют постоянное превышение давления дистиллята над давлением воздуха (газа) в корпусе. Это повышает требования к герметичности обмотки, поскольку протечки дистиллята увлажняют изоляцию, что снижает ее электрическую прочность. Увлажнение междуфазной изоляции приводит к тяжелым последствиям.*

Испытание (при необходимости) стержней обмотки статора на проходимость проводится по схеме, показанной на рис.10-44, при отсоединенных от коллекторов шлангах.

Испытания проводятся по технологической инструкции при давлении дистиллята на входе в стержни, равном 0,1 МПа (1,0 кгс/см^2). Нормы на расход дистиллята через стержень приведены в разд.14 (табл.14-8). Для сведения ниже показаны расчетные расходы дистиллята:

Верхний стержень с выводом – 260 см^3/с;

Верхний стержень без вывода – 290 см^3/с;

Нижний стержень с выводом – 230 см^3/с;

Нижний стержень без вывода – 250 см^3/с.

Фактически измеренный расход через каждый стержень не должен отличаться от величины, определенной при монтаже, более, чем на 10% (в меньшую сторону).

Контроль проходимости стержней можно проводить без отсоединения от коллекторов, если использовать малогабаритные расходомеры с накладными датчиками. Высокая точность измерений достигается без разгерметизации системы охлаждения.

После проверки проходимости стержней обмотки статора и сборки фторопластовых шлангов на коллекторах испытания системы охлаждения обмотки статора на герметичность повторяются.

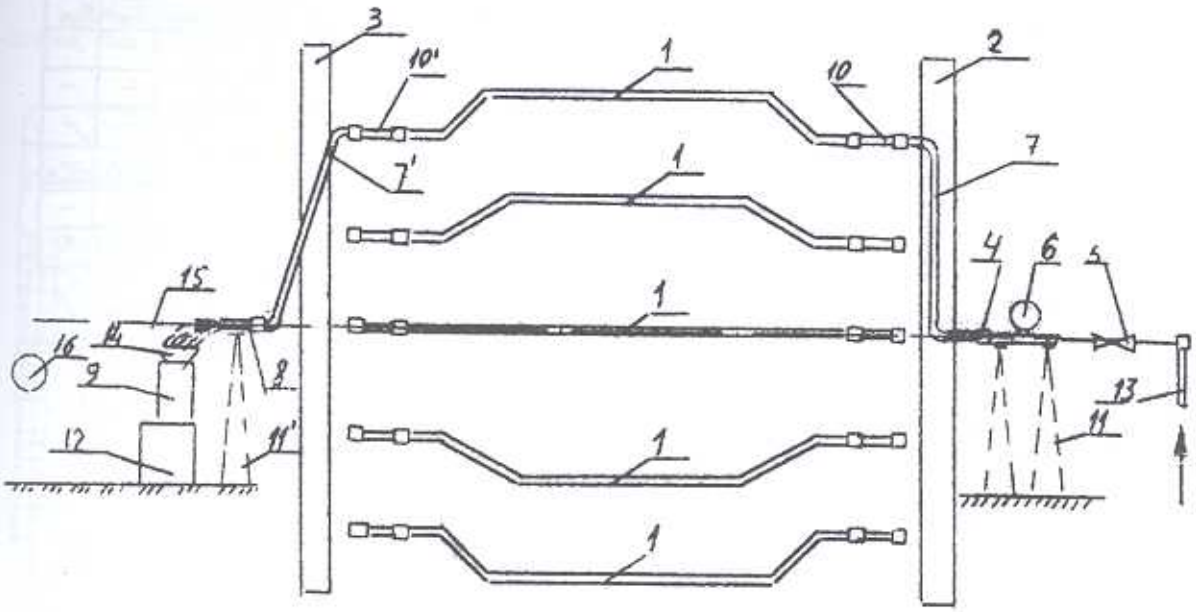


Рис. 10-44. Схема испытаний стержней обмотки статора на проходимость: *1* – стержень в пазу статора, *2* – напорный коллектор, *3* – сливной коллектор, *4* – патрубок, *5* – вентиль, *6* – манометр, *7* и *7'* – рукава технологические, 8 – насадка сливная, 9 – мерный сосуд, 10 и 10' – фторопластовые шланги, 11 и 11' – опоры, 12 – подставка, 13 – магистраль подачи воды, 14 – воронка, 15 – горизонтальная ось статора, 16 – секундомер.

Система охлаждения концевых выводов обмотки статора и трансформаторов тока подвергается гидравлическим испытаниям совместно и по нормам гидравлических испытаний обмотки статора. Отдельно стержень разобранного концевого вывода проверяется на герметичность давлением воды 2,45 МПа (25 кгс/см^2) в течение 60 минут. Течи и падения давления не допускаются . До испытаний внутренние полости токоведущих стержней концевых выводов промываются водой с температурой 80–90 °С в течение 8 часов.

Лабиринтные уплотнения проверяются на водонепроницаемость методом заполнения водой полости собранного уплотнения, заглушенного с одного торца. Объем заливаемой воды должен быть не менее 85–95% объема полости (10–15 мм от края). Длительность проверки – 30 мин. Появление течи в разъемах и отпотевания наружной поверхности не допускаются. Проверяются геометрические размеры на соответствие чертежу, состояние ножей, крепление отражателя, состояние плоскостей разъема и фланца, состояние канавок под уплотняющий шнур. Неисправности устраняются по технологической инструкции.

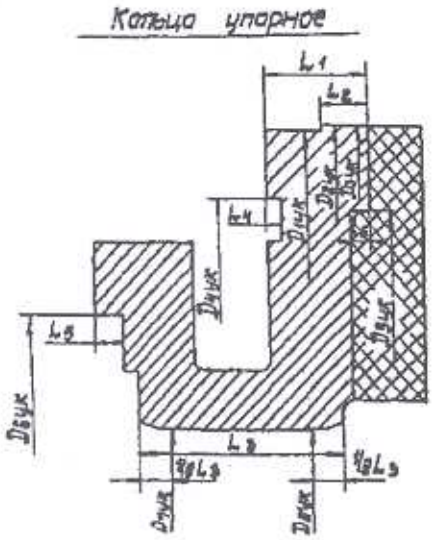
Система охлаждения обмоток ротора. Проверка технического состояния сборочных единиц, составляющих тракт охлаждения обмотки ротора, предусматривает:

осмотр поверхностей напорного коллектора и его гребня, напорного и сливного колец, упорного кольца для выявления механических повреждений, следов кавитации, неисправностей крепежа и резьбовых отверстий;

осмотр состояния латунных и изоляционных втулок (трубок), уплотняющих резиновых колец;

снятие геометрических размеров всех разобранных деталей с составлением формуляров (рис.10-45),

проведение расчетов величины натягов и относительных положений сопрягаемых деталей, сопоставление результатов измерений и расчетов с требованиями чертежей.



Размеры	Сторона возбудителя, мм							
	$D_{1ук}$	$D_{2ук}$	$D_{3ук}$	$D_{4ук}$	$D_{5ук}$	$D_{6ук}$	$D_{7ук}$	$D_{8ук}$
I-I					—		—	—
II-II					—		—	—
III-III					—		—	—
IV-IV					—		—	—
$D_{ср.ук}$					—		—	—
$D_{ук.фирм}$	1143-0,5	1163,2-0,08	1085+0,2	1050+0,2	930+0,17	684+0,15		

L фирм	Сторона возбудителя, мм					
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6
	85-0,46	37-0,5	140	20+0,4+0,2	20-0,2	25-0,5
L замер.			—			—

Размеры	Сторона турбины, мм							
	$D_{1ук}$	$D_{2ук}$	$D_{3ук}$	$D_{4ук}$	$D_{5ук}$	$D_{6ук}$	$D_{7ук}$	$D_{8ук}$
I-I					—		—	—
II-II					—		—	—
III-III					—		—	—
IV-IV					—		—	—
$D_{ср.ук}$					—		—	—
$D_{ук.фирм}$	1143-0,5	1163,2-0,08	1049+0,2	1000+0,2	865+0,17	684+0,15		

L фирм.	Сторона турбины, мм					
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6
	75-0,46	40-0,5	140	20+0,4+0,2	20+0,5	15-0,2
L замер.			—			—

Рис. 10-45. Формуляр измерений размеров упорного кольца ротора

Проверка герметичности обмоток ротора проводится по схеме, показанной на рис.10-46, в течение 30 мин давлением воды:

10 МПа (100 кгс/см^2) – для демпферной обмотки;

15 МПа (150 кгс/см^2) – для обмотки возбуждения.

Падение давления и течи воды не допускаются.

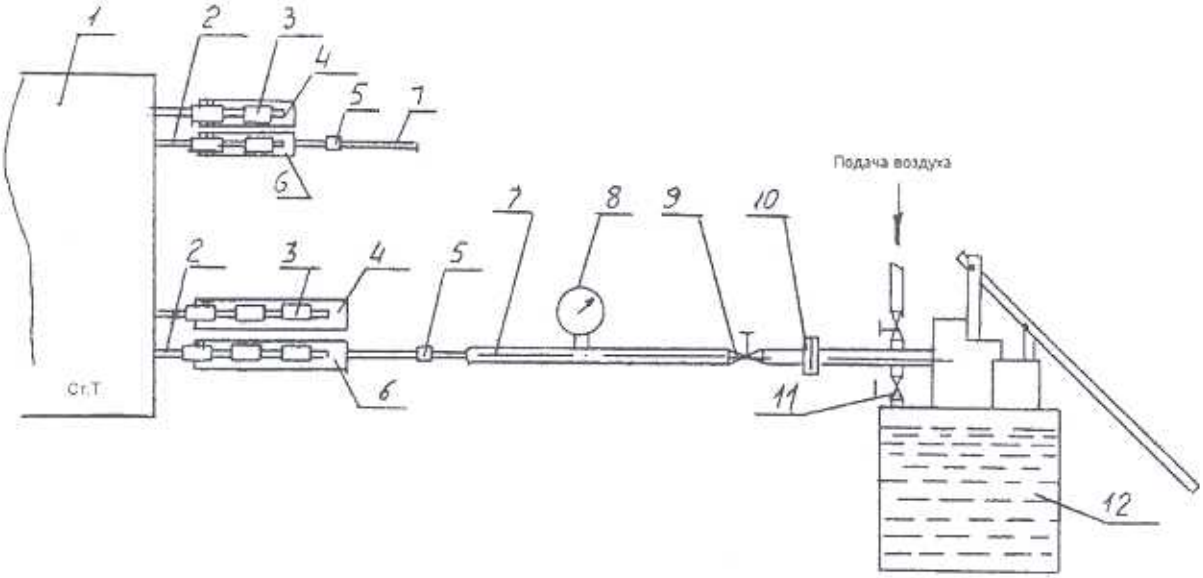


Рис. 10-46. Схема испытаний на герметичность обмоток ротора:
1 – бочка ротора, *2* – вывод демпферной обмотки, *3* – полусегменты латунные, *4* – штуцер-заглушка, *5* – гайка соединительная, *6* – штуцер, *7* – труба стальная, *8* – манометр, *9* – вентиль, *10* – фланцевое соединение, *11* – вентиль спускной, *12* – ручной гидронасос.

Проверка проходимости цепей охлаждения обмотки возбуждения проводится по схеме, показанной на рис.10-47, прокачкой воды с давлением на входе 0,1 МПа (1 кгс/см^2).

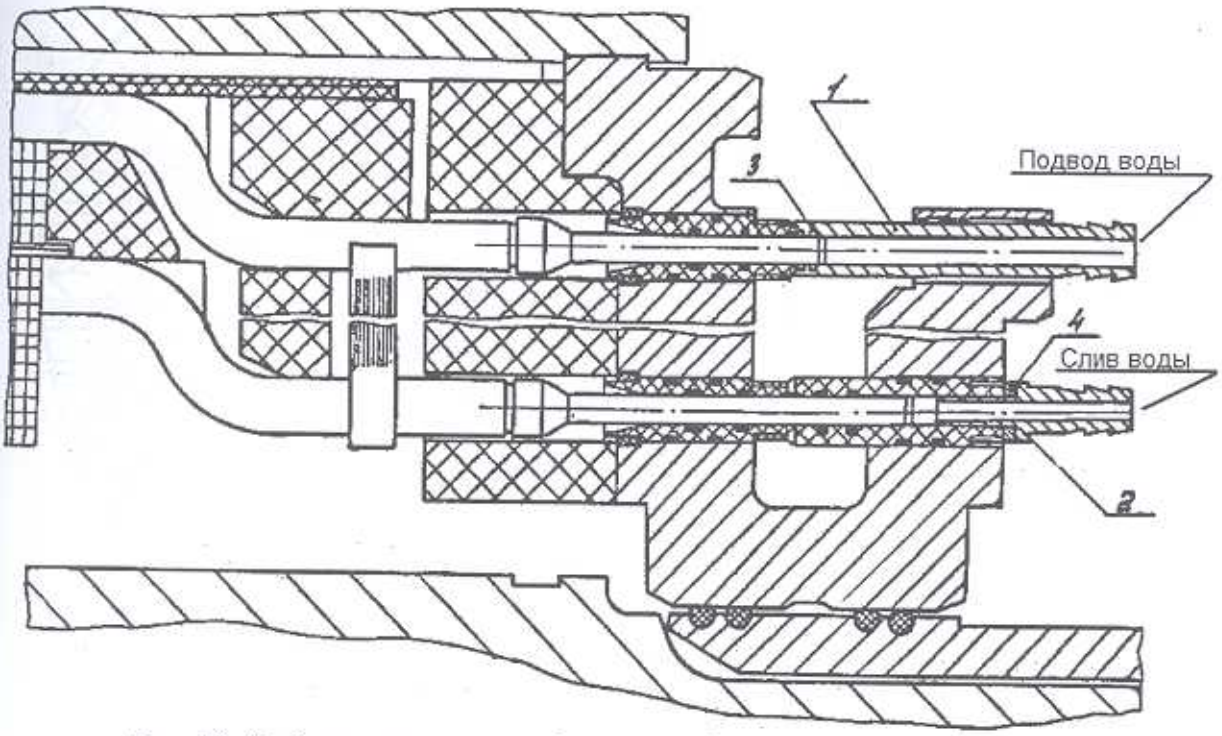


Рис. 10-47. Схема испытания обмотки возбуждения на проходимость:
1, 2 – штуцеры, 3 – кольцо, 4 – кольцо

Расход воды через каждую цепь охлаждения не должен отличаться от измеренного при монтаже более, чем на 10% в меньшую сторону. Расчетный расход дистиллята в системе водоподвода обмотки возбуждения составляет 85 м^3/час (23,6 кг/с).

Проверки герметичности и проходимости цепей охлаждения демпферной обмотки проводятся прокачкой воды с давлением на входе 0,1 МПа (1,0 кгс/см^2). Используются схемы на рис.10-46, 10-47 с присоединением демпферной обмотки по рис. 10-48. Расход воды через каждую ветвь охлаждения не должен отличаться от измеренного при монтаже более, чем на 10% в меньшую сторону. Расчетный расход дистиллята в системе водоподвода демпферной обмотки составляет 26 м^3/ч (7,2 кг/с).

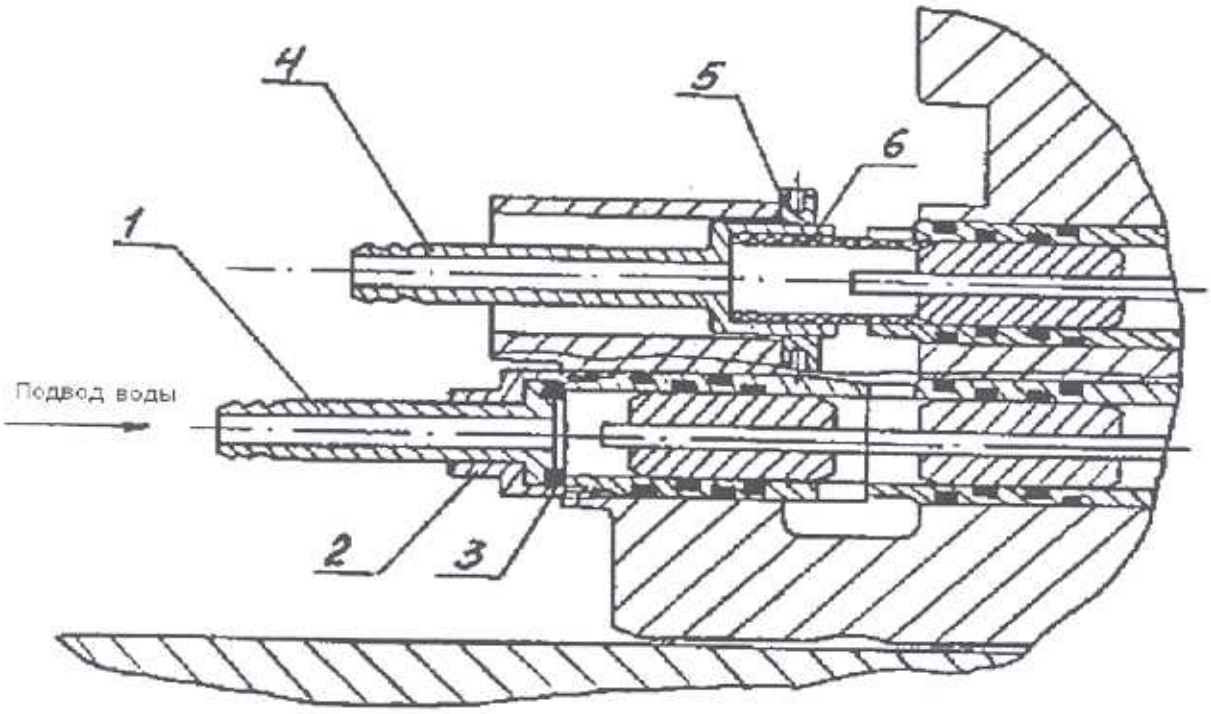


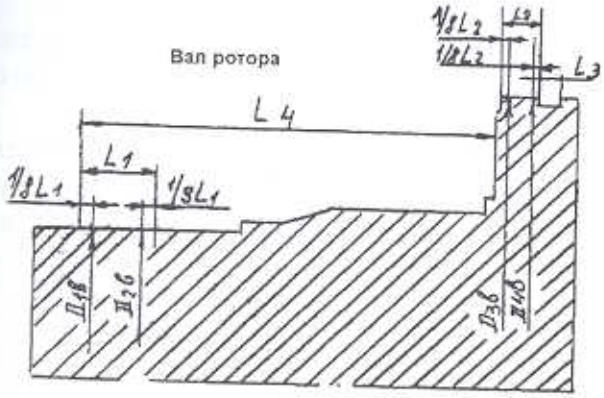
Рис. 10-48. Присоединение демпферной обмотки к схемам испытаний на герметичность и проходимость:
1, 4 – штуцеры, *2* – гайка накидная, *3* – кольцо уплотняющее, *5* – отжимная гайка, *6* – втулка уплотняющая

Выявленные неисправности в узлах системы охлаждения обмоток ротора устраняются по соответствующим технологическим инструкциям, определяющим показатели отбраковки, возможность ремонта или необходимость замены деталей, методы ремонта и (при необходимости) дефектоскопии.

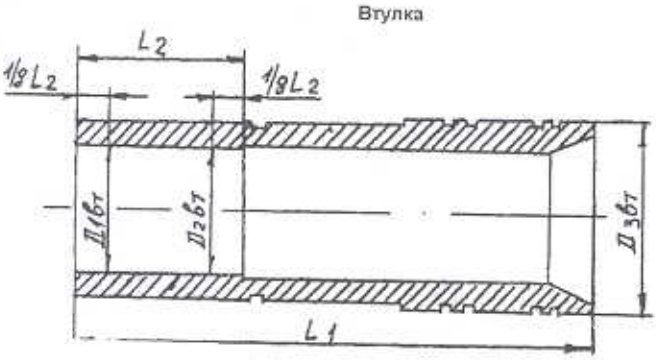
Общим требованием является замена поврежденных деталей уплотнения (резиновых уплотняющих колец), изоляционных втулок (трубок), замена пластинчатых стопорных шайб, проверка состояния и ремонт резьбовых отверстий и крепежа.

Проверка технического состояния втулки и вала ротора (в пределах протяженности напорного коллектора и упорного кольца) проводится по показателям механических повреждений, коррозии, деформации уплотняющих колец.

Устранение обнаруженных неисправностей выполняется по технологической инструкции, предусматривающей нормы местных выборок металла и методы дефектоскопии. В случае снятия втулки с посадочного места вала ротора выполняется проверка геометрических размеров, расчет натягов и относительного положения втулки с составлением формуляров (рис.10-49).



Замеры	Сторона турбины, мм				Сторона возбудителя, мм			
	Д1в	Д2в	Д3в	Д4в	Д1в	Д2в	Д3в	Д4в
I–I								
II–II								
III–III								
IV–IV								
Д ср. в.								
Д в фирм	621-0,045		1198,62-0,06		621-0,045		1198,62-0,05	



Замеры	Сторона турбины, мм			Сторона возбудителя, мм		
	Д1вт	Д2вт	Д3вт	Д1вт	Д2вт	Д3вт
I–I						
II–II						
III–III						
IV–IV						
Д ср. вт						
Д вт фир	620,3+0,07		680-0,4	620,3+0,07		680-0,4

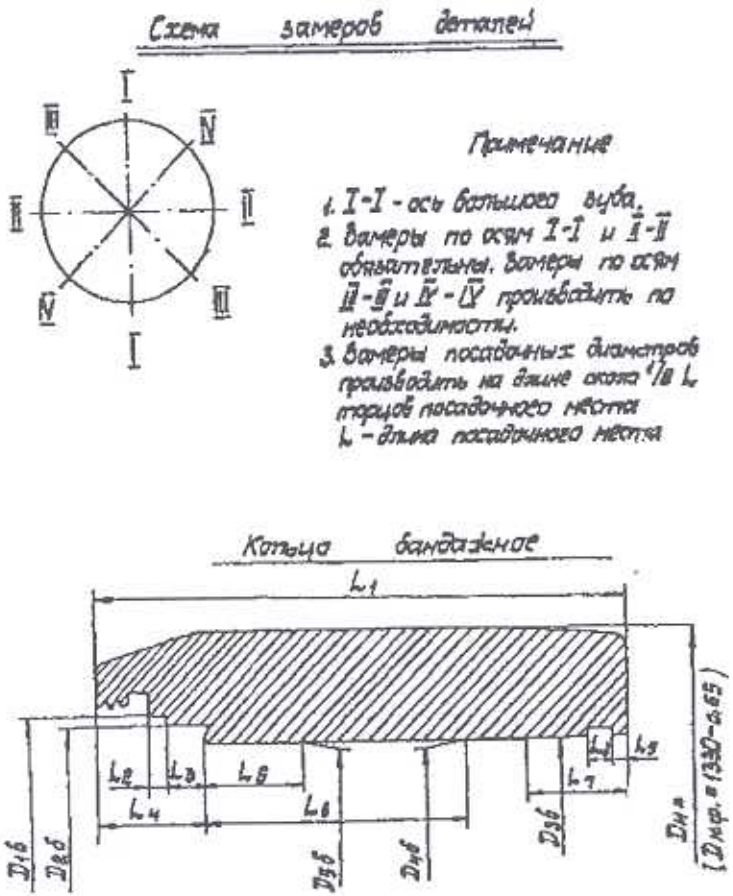
Рис. 10-49. Схема измерений размеров втулки и вала ротора, формуляры

10.11. Ремонт обмоток ротора генератора и деталей их крепления

Проверка технического состояния бандажных колец и вала ротора, выбор методов их ремонта проводится аналогично генераторам ТВВ и ТВФ в соответствии с [16] (см. разд.14). Геометрические размеры, расчетные натяги на посадочных поверхностях бандажных колец указываются в соответствующих формулярах (рис.10-50) и должны соответствовать в пределах допусков требованиям чертежа.

На шпонках бандажного узла должны устраняться механические дефекты (забоины и заусеницы) и деформации в плоскостях прилегания к сопрягаемым поверхностям. Размеры шпонок должны соответствовать требованиям чертежа и обеспечивать проектное относительное положение деталей в узлах установки.

В пределах лобовых частей обмоток ротора проверяется техническое состояние витков демпферной обмотки, сегментов демпферной обмотки, стеклотекстолитовых заполнителей витков. Стеклотекстолитовые заполнители, имеющие механические повреждения (сколы, расслоения) и не соответствующие чертежным требованиям размеры, подлежат замене. Надрывы демпферных сегментов и локальные течи витков демпферной обмотки устраняются пайкой припоем ПСр-45. Допустимость деформации витков устанавливается гидроиспытаниями на герметичность и проходимость.



Замеры	Сторона турбины, мм					Сторона возбудителя, мм				
	$D_{1б}$	$D_{2б}$	$D_{3б}$	$D_{4б}$	$D_{5б}$	$D_{1б}$	$D_{2б}$	$D_{3б}$	$D_{4б}$	$D_{5б}$
I-I										
II-II										
III-III										
IV-IV										
D ср.б.										
D бирж.	$1220^{+0,5}$	$1195^{+0,1}$	$1150^{+0,1}$	$1150^{+0,3}$	$1160^{+0,5}$	$1220^{+0,5}$	$1195^{+0,1}$	$1150^{+0,1}$	$1150^{+0,3}$	$1160^{+0,5}$

L	Сторона турбины, мм								
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6	L_7	L_8	L_9
фирм.	$868^{-0,55}$	$11^{+0,2}$	$38^{+0,5}$	$86^{-0,46}$	$125^{\pm0,5}$	$505^{\pm1}$	55	$11^{+0,1}$	$6^{-0,2}$
L замер.									
L	Сторона возбудителя, мм								
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6	L_7	L_8	L_9
фирм.	$868^{-0,55}$	$11^{+0,2}$	$38^{+0,5}$	$86^{-0,46}$	$125^{\pm0,5}$	$505^{\pm1}$	55	$11^{+0,1}$	$6^{-0,2}$
L замер.									

Сопрягаемые детали	Натяг, мм на диаметр	Натяг, мм на диаметр замеренный	
		ст. 1	ст. 5
Бандажное кольцо-бочка ротора $\frac{D_{3б}+D_{4б}}{2} - D_{2б}$	$3,62 \div 3,46$		
Бандажное кольцо-упорное кольцо $\frac{D_{2уп}+D_{3уп}}{2} - D_{2б}$	$3,2 \div 3,04$		
Втулка-вал ротора $\frac{D_{1б}+D_{2б}}{2} - \frac{D_{1бт}+D_{2бт}}{2}$	$0,7 \div 0,585$		

Рис. 10-50. Схема измерений размеров бандажных колец ротора, определение натягов; формуляр

Сегменты подбандажной изоляции проверяются на отсутствие подгаров, механических повреждений, на соответствие размеров сегментов и тангенциальных зазоров между сегментами требованиям чертежа. Неисправности устраняются заменой сегментов.

Изоляционные детали в лобовой части обмотки возбуждения ротора (клинья, заполнители, распорки, торцевые стеклотекстолитовые кольца) проверяются на соответствие чертежным требованиям по размерам, а также по отсутствию механических повреждений (сколы, расслоения). Установка деталей расклиновки лобовой части должна соответствовать требованиям чертежа.

Устранение витковых замыканий и повреждений корпусной изоляции обмотки возбуждения производится, в основном, аналогично технологии подобных ремонтов на турбогенераторах типов ТВФ, ТВВ. Особенностями технологии ремонта роторов генераторов серии Т3В являются:

наложение витковой изоляции в процессе укладки витков катушек,

пооперационные гидроиспытания уложенных катушек на герметичность и проходимость.

Переклиновка пазов выполняется методами и приспособлениями, аналогичными тем, которые применяются при ремонтах турбогенераторов типов ТВФ и ТВВ (разд.5, 12). Допустимый зазор по торцам пазовых клиньев равен $1^{+0,5}$ мм. Плотность заклиновки пазов определяется простукиванием клиньев.

Технические требования к контактным кольцам и токоподводу обмотки ротора аналогичны требованиям для турбогенераторов типов ТВФ и ТВВ (разд.5), за исключением требований к газоплотности токоведущих болтов. Допускается минимальный диаметр контактных колец 385 мм (после проточек и шлифовок) при условии глубины спиральной канавки не менее 5,0мм.

Общие методы дефектации и ремонта узла контактных колец должны соответствовать указаниям [20]. Методы разборки, ремонта, сборки внутренних стержней и гибких шин токоподвода не имеют практического отличия от применяемых при ремонтах других типов турбогенераторов (разд.5).

10.12. Ремонт обмотки статора и деталей крепления

При ремонте обмотки статора и деталей ее крепления используется большинство стандартных технологических операций, применяемых при ремонтах турбогенераторов типов ТВФ и ТВВ (разд.4), например:

ремонт активной стали сердечника;

замена изоляционных коробок на головках стержней;

расклиновка-заклиновка пазов статора;

ремонт термореактивной изоляции элементов обмотки;

сборка-разборка, ремонт соединительных шин и их креплений;

выемка-установка в пазы стержней обмотки;

разборка-сборка, ремонт выводов;

применение эпоксидных составов холодного отверждения;

применение для шнуровых бандажей пропитанного в эпоксидных составах лавсанового шнура;

распайка-пайка контактных соединений стержней обмотки и соединительных шин;

проверка всего крепежа с отбраковкой и заменой поврежденных деталей.

Далее приведены технологические уточнения и дополнения, связанные с особенностями конструкции статора турбогенератора серии Т3В, по некоторым операциям, указанным выше и дополнительным.

Заклиновка пазов. Отбраковка клиньев производится по степени повреждений ласточкиного хвоста и (или) торца клина. При заклиновке пазов необходимо предупреждать

смещение верхнего в паре клина, чтобы исключить деформацию ласточкиного хвоста сегментов активной стали заплечиками клина. Для этого необходимо при заклиновке нижнего в паре клина контролировать упор верхнего клина в нижний клин предыдущей пары. Удобство расклиновки пазов и снижение повреждаемости торцов клиньев обеспечивается нормируемым чертежом зазором по торцам верхних клиньев в пределах $2{,}5^{+2{,}5}$ мм.

Прокладки (на дно паза, между стержнями обмотки) по нижней поверхности промазываются клеем 88Н, зазор по торцам прокладок должен составлять $6{,}0^{+1{,}0}$ мм. Подклиновые прокладки устанавливаются без зазора по торцам. Выход прокладок из пазов устанавливается на одном уровне с пазовыми коробками. По торцам крайние клинья и подклиновые прокладки фиксируются эпоксидной замазкой.

Работы по переклиновке пазов оформляются картой с указанием замененных клиньев и плотности заклиновки.

Плотная установка шнуровых бандажей должна обеспечиваться на всех узлах их применения:

стопорение гаек изоляционных шпилек в узлах крепления изоляционных коробок, натяжного устройства в лобовых частях обмотки;

крепление стержней с нажимным пальцем на выходе из паза;

бандажировка изоляционных коробок на выходе из них фторопластовых шлангов;

крепление клиньев распорных колец над изоляционными коробками;

крепление коллекторов водоподвода;

крепление соединительных и выводных шин;

крепление проводки термопреобразователей сопротивления.

Замена ослабленных или имеющих разрывы шнуровых бандажей выполняется лавсановым шнуром диаметром 3,0 мм, пропитанным эпоксидным лаком ЛЭУ-227. После наложения бандажи покрываются эпоксидным лаком ЭК-2. Пропитка лавсанового шнура эпоксидным лаком обеспечивает дополнительную утяжку бандажа при отверждении лака.

Распорное кольцо изоляционных коробок должно быть отцентровано относительно торцов изоляционных коробок и относительно оси лобовой части обмотки статора. Центровка выполняется клиньями и прокладками под них, устанавливаемыми на изоляционные коробки. Полное прилегание клиновых поверхностей клиньев и колец достигается наложением эпоксидной замазки под прокладку клина. Окончательно клинья забиваются под кольцо после отверждения замазки. Фиксация плотной расклиновки кольца производится бандажировкой клиньев к кольцу и наложением эпоксидной замазки на торцы клиньев и их прокладок.

К неисправностям в установке кольца относятся:

ослабление шнуровых бандажей;

ослабление плотности заклиновки отдельных клиньев;

смещение кольца, клиньев, прокладок от проектного положения;

механические повреждения (сколы, трещины, расслоения) стеклотекстолитовых деталей.

Неисправности устраняются перестановкой клиньев, прокладок, кольца и (или) их заменой.

Тангенциальная расклиновка изоляционных коробок головок стержней (рис.10-51). Для оценки технического состояния деталей узлов расклиновки изоляционных коробок рекомендуется кроме осмотра разборка каждого 3-го или 5-го узла. Разбираемые узлы расклиновки должны маркироваться по месту установки.

На разобранных узлах проверяются:

изоляционные гайки, шайбы, шпильки – на наличие механических повреждений (расслоения, сколы);

гайки, шпильки – на исправность резьбы;

клинья, шпильки – на соответствие размеров чертежам;

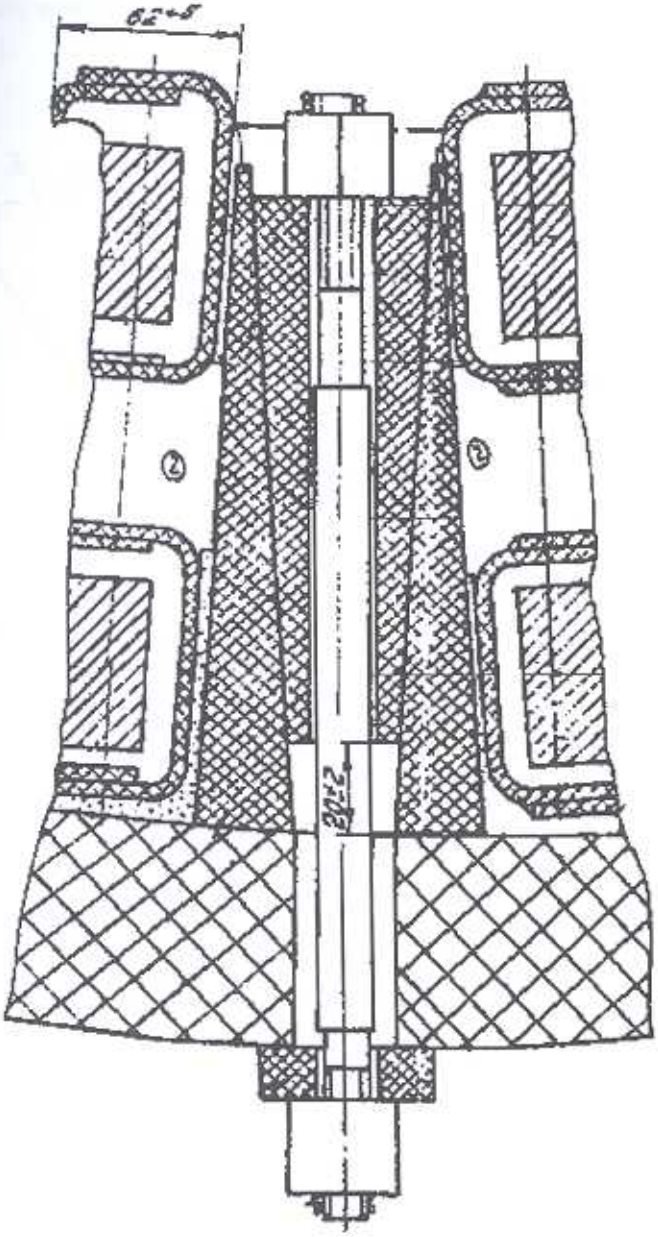


Рис.10-51. Расклиновка изоляционных коробок головок стержней

поверхности прилегания клиньев друг к другу и к изоляционным коробкам – на наличие следов истирания.

По результатам проверки уточняется необходимый объем ремонта.

Сборка узлов расклиновки изоляционных коробок должна обеспечить равномерность уплотняющих усилий в каждом узле при проектном радиальном положении клиньев и шпилек. Обеспечение указанной равномерности усилий достигается индивидуальной подгонкой размеров боковых клиньев. При сборке трущиеся поверхности гаек и резьба шпилек покрываются смазкой ЭШ – 176.

Натяжное устройство (рис.10-52) удерживает внутреннее конусное кольцо лобовой части в расчетном положении относительно внешнего конусного кольца, что определяет усилие и равномерность сжатия лобовой части обмотки статора. Отклонения осевых положений отдельных деталей натяжного устройства от размеров, заданных чертежом, изменяют условия, обеспечивающие надежность крепления лобовой части обмотки статора.

При ремонте натяжного устройства следует проверять:

степень натяжения петли из лавсанового шнура;

длину петли на соответствие чертежу, наличие механических повреждений отдельных ниток; неисправности устраняются заменой петли, длина новой петли определяется формулами, указанными в чертеже;

степень сжатия пружин на соответствие требованиям чертежа;

осевое положение шпилек относительно сегментов;

положение упора относительно сердечника статора;

места установки упоров на внешнее конусное кольцо (выборочно, при необходимости);

равномерность (с допуском 2,0 мм) установки внутреннего конусного кольца относительно сердечника статора;

затяжку гаек на шпильках упоров;

отсутствие механических повреждений всех деталей натяжного устройства и отклонений их размеров от чертежа; неисправные детали подлежат замене.

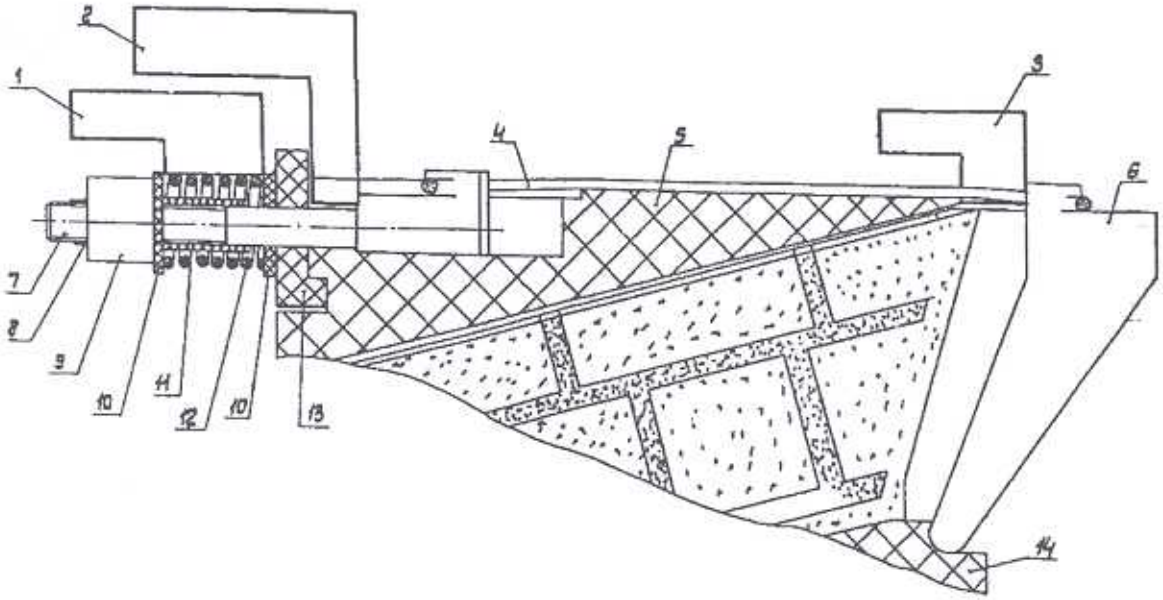


Рис.10-52. Натяжное устройство:
1, 2, 3 – шаблоны толщ. 5 мм, *4* – тяга, *5* – текстолитовое наружное кольцо, *6* – упор, *7* – шпилька, *8* – лавсановый шнур, *9* – гайка, *10* – шайба, *11* – втулка, *12* – пружина, *13* – полусегмент, *14* – текстолитовое внутреннее кольцо.

Проверку размеров и относительных положений деталей рекомендуется выполнять с применением шаблонов.

Замена стержней обмотки статора. Технология замены стержней генераторов ТЗВ отличается от стандартных методов (разд.4) необходимостью снятия внутренних конусных колец и вырубки механическим инструментом эпоксидной замазки между стержнями и между слоями в лобовых частях.

Применяются известные методы ремонта повреждений стержней в пределах лобовых частей без выемки стержней из пазов.

При укладке новых стержней необходимо контролировать конфигурацию лобовых частей, не допуская приложения изгибающих усилий на эвольвентной части стержня. Перед установкой внутреннего конусного кольца (после замены стержней или снятия по другим причинам) проверяется и накладывается эпоксидная замазка ЭЗ-246 на лобовые части обмотки (в соответствии с требованиями чертежа), подгоняются по маркировке и толщине стеклотекстолитовые прокладки под кольцо, уточняется расчетная длина тяг (петель) натяжного устройства. Положение кольца должно соответствовать маркировке и установочным размерам относительно сердечника статора.

Пайка контактных приливов наконечников стержней в головках выполняется припоем ПСр-45, пластины которого устанавливаются между приливами. Контактное соединение стержней при пайке стягивается технологическими болтами, которые удаляются после пайки. Тангенциальные отклонения головок стержней от проектного положения допускаются в пределах ±5,0 мм.

Изолировка контактных соединений (установка изоляционных коробок) стержней выполняется в соответствии с чертежом и не имеет принципиальных отличий от технологии, применяемой на генераторах серии ТВВ (рис.10-53).

Изоляция фазных зон стержней в лобовых частях усиливается установкой дополнительных изоляционных экранов.

Особенностью замены обмотки статора турбогенератора ТЗВ-800-2, проводимой заводом «Электросила» в условиях электростанции, является вращение статора на специальном кантователе, что повышает качество укладки стержней статора. Одновременно с

заменой обмотки статора предлагается модернизация статора, в объем которой входит замена торцевой зоны сердечника с улучшением ее охлаждения и другие работы (см. раздел 15).

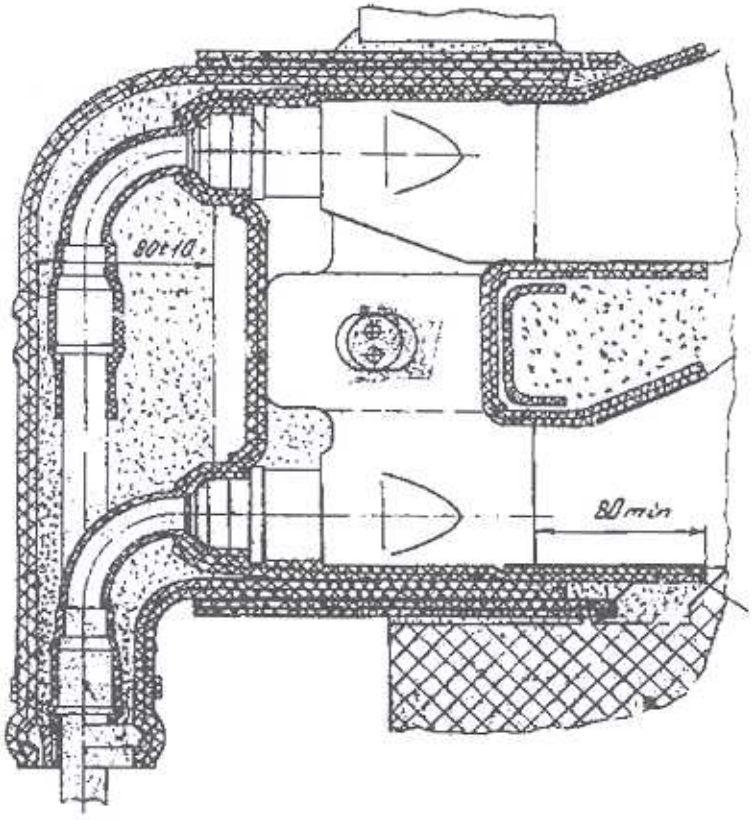


Рис. 10-53. Изолировка контактного соединения стержней обмотки статора

Крепление соединительных и выводных шин (схема расположения шин приведена на рис.10-54).

Проверка крепления шин должна выполняться особенно тщательно, так как при эксплуатации генераторов ТЗВ отмечались ослабления крепления соединительных и выводных шин. Признаками этого дефекта являются следы истирания изоляции, зазоры между деталями крепления шин и шинами, сдвиг деталей крепления. Развитие этого дефекта может привести к аварийному нарушению изоляции. При систематическом появлении таких признаков необходимо обратиться к заводу-изготовителю для проведения вибрационного обследования со снятием частотных характеристик всех шин и последующей модернизации крепления с отстройкой от резонансных частот.

После проверки плотности затяжки шпилек в узлах крепления необходимо восстанавливать стопорящую эпоксидную замазку гаек шпилек и болтов.

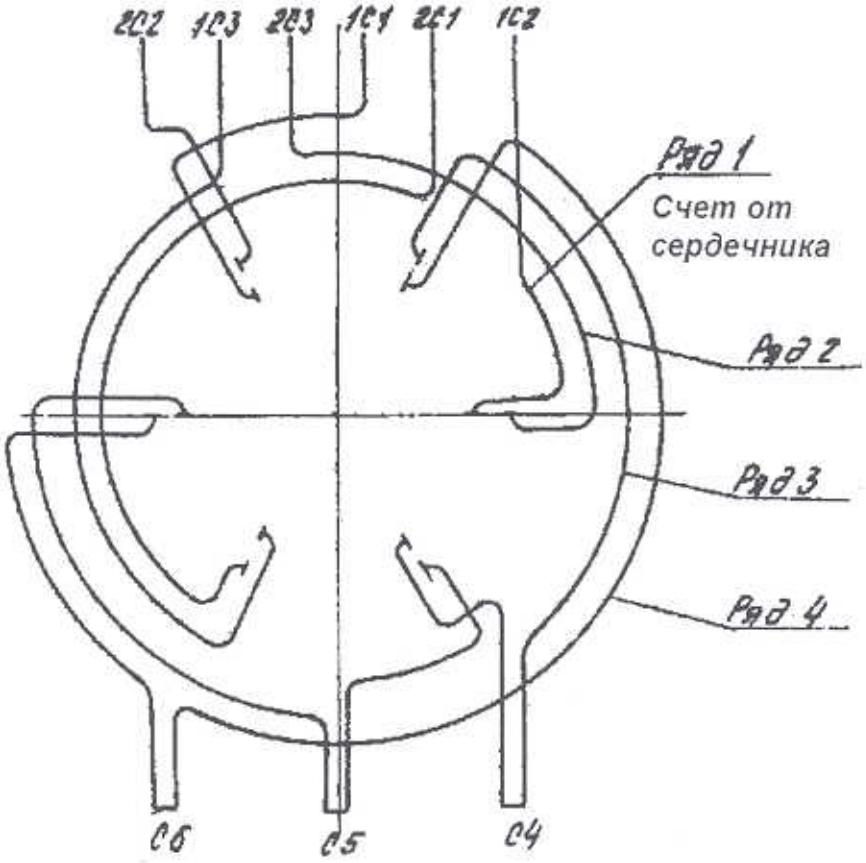


Рис.10-54. Схема расположения соединительных шин статора

10.13. Конструктивные узлы и детали водоподвода

Наружные щиты, напорные камеры должны отвечать стандартным требованиям к разъемным деталям, фланцы которых закрепляются на корпусах оборудования:

отсутствие механических повреждений (забоин, сколов, заусениц) на плоскостях прилегания деталей;

отсутствие излома в плоскости прилегания фланцев к концевым частям (по линии разъемов);

отсутствие повреждений крепежа и резьбовых отверстий;

отсутствие загрязнений полостей и патрубков водоподвода;

соответствие чертежу размеров и положения канавок под уплотняющие элементы, чистота канавок;

отсутствие дефектов сварных швов.

Общим требованием является установка технологических заглушек на все патрубки и отверстия тракта водоподвода после ремонта до момента сборочных работ с соответствующими указаниями в ремонтном журнале.

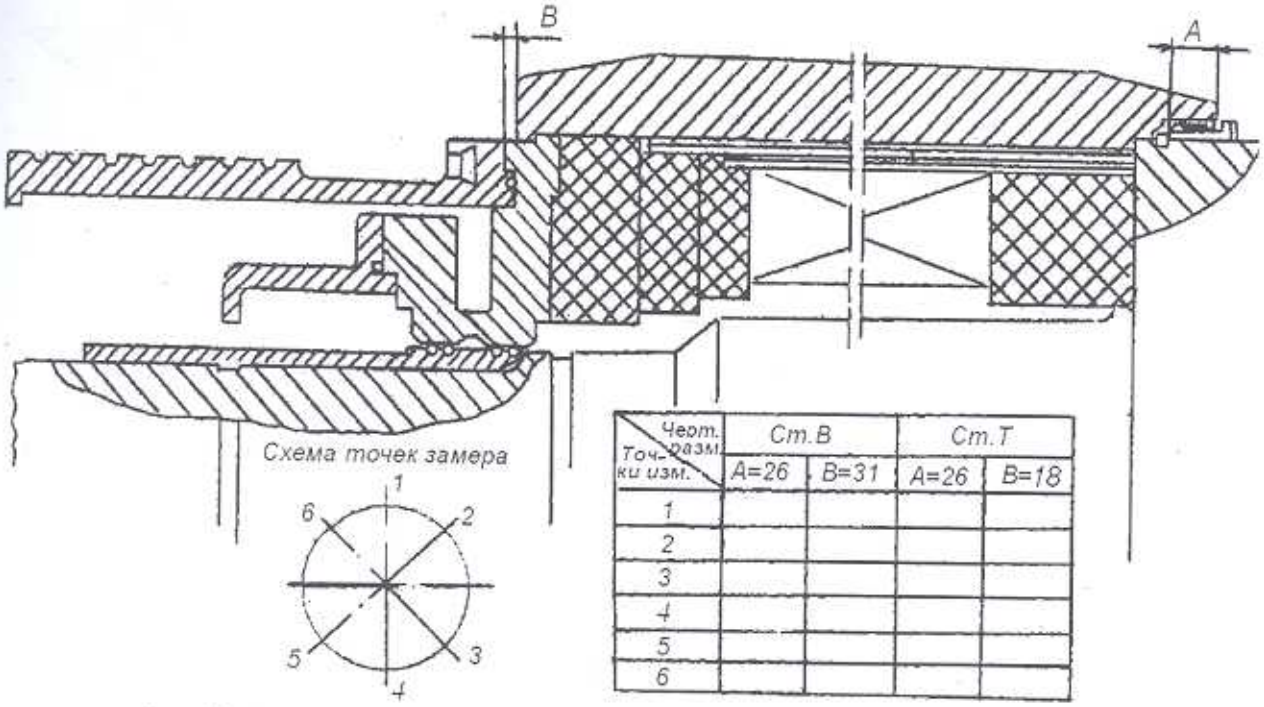
При ремонте патрубков трубопроводов, торцевых крышек напорных камер, смотровых окон сливных коробок выполняются следующие работы: чистка внутренних поверхностей от эксплутационных загрязнений, замена резиновых уплотняющих прокладок, замена поврежденного крепежа, восстановление резьбовых отверстий.

Трубопроводы за пределами генератора должны проверяться на герметичность водой с избыточным давлением 2,5 МПа (25 кгс/см^2) в течение одного часа. Течи не допускаются.

10.14. Сборка узлов турбогенератора

Сборка деталей системы водяного охлаждения на роторе состоит из следующих основных операций:

Установка на вал ротора узла «упорное кольцо – стеклотекстолитовое кольцо». Положение узла относительно бочки ротора контролируется по меткам маркировки и аксиальному размеру от буртика упорного кольца до торца бочки ротора (задается чертежом: для ст. В – 765±1 мм, ст. Т – 631±1 мм). При установке узла для поджатия его к лобовой части обмотки используется приспособление, при этом контролируется заход всех выводных концов обмотки ротора в соответствующие отверстия упорного кольца; установочные размеры заносятся в формуляр (рис.10-55).



Черт. размер / Точки изм.	Ст.В		Ст.Т	
	A=26	B=31	A=26	B=18
1				
2				
3				
4				
5				
6				

Рис.10-55. Формуляр сборки бандажных колец и узлов водоподвода

Сборка на лобовых частях обмотки ротора последовательно сегментов подбандажной изоляции, витков и заполнителей демпферной обмотки, демпферных сегментов; установка в пазы ротора концевых клиньев; временная фиксация собираемых элементов производится технологическими хомутами; положение сегментов контролируется по маркировке и на соответствие требованиям чертежа.

Установка на лобовые части обмотки ротора бандажных колец производится при помощи приспособления, показанного на рис.10-56. Положение бандажных колец контролируется по маркировке и аксиальным размерам от торцов бандажного кольца до шпонки (допустимое отклонение измерений в 4-х точках по окружности – не более 0,2 мм) и до упорного кольца (допустимое отклонение измерений в 4-х точках по окружности – не более 0,3 мм). Измерения выполняются с применением контрольных шаблонов. Установочные размеры заносятся в формуляр (рис.10-57). Затяжка гайки спецключом выполняется при температуре бандажного кольца в пределах 20–50 °С.

Сборка втулок и упоров. На упорном кольце производится сборка последовательно изоляционных втулок с уплотняющими кольцами, упоров с уплотнениями, винтов–заглушек на концы нижних катушек ст. В, латунных втулок (трубок) ст. Т. Пооперационные измерения сопротивления изоляции обмотки возбуждения при установке элементов тракта водоподвода производятся по программе. Гидравлические испытания обмоток ротора выполняются, как описано выше. Проводятся сборка втулки вала, установка на втул-

ку уплотняющих колец. Аксиальное положение втулки должно соответствовать чертежу. В случае ремонта шин токоподвода и токоведущих болтов сборка втулки производится после заклиновки пазов на валу ротора.

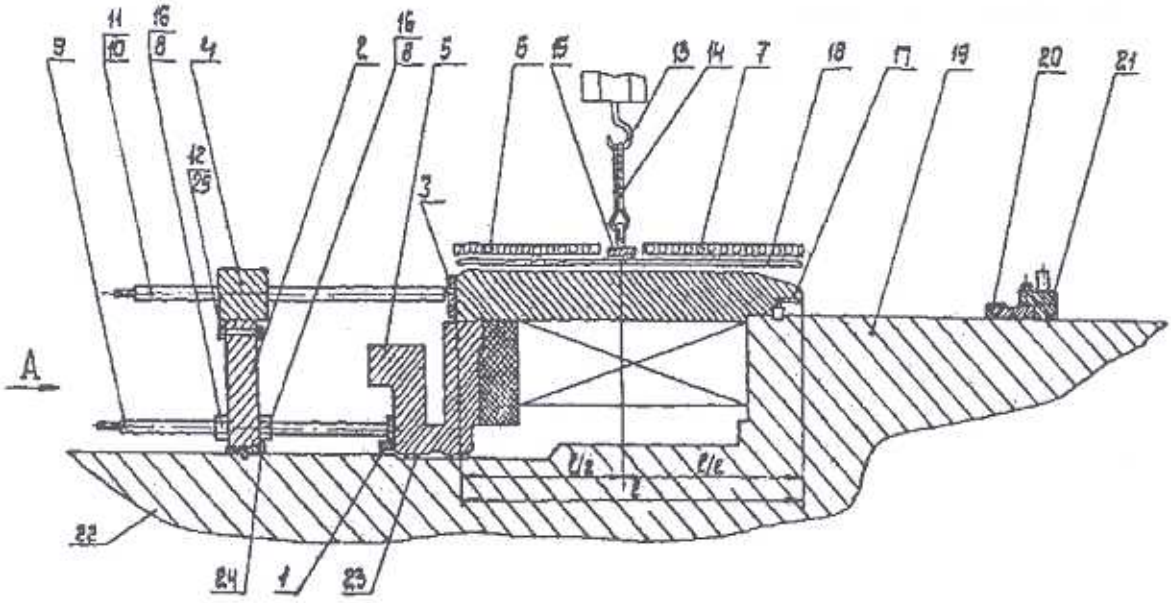


Рис. 10-56. Установка приспособлений и надевание бандажного кольца на ротор:

1 – упор, *2* – кольцо, *3* – кольцо упорное, *4* – гайка упорная, *5* – кольцо упорное ротора, *6, 7* – индукторы нагрева, *8* – гайка М16 – 8 шт., *9* – винт М16 – 4 шт., *10, 11* – винт М24 – 2 шт., *12* – болт М12 – 4 шт., *13* – крюк мостового крана, *14* – строп, *15* – хомут транспортный, *16* – шайба, *17* – бандажное кольцо, *18* – асбополотно, *19* – бочка ротора, *20* – гайка бандажная, *21* – спец. ключ для гайки, *22* – вал ротора, *23* – резиновые кольца, *24* – гайка М12 – 4 шт.

Сборка на упорном кольце узла «напорное кольцо – напорный коллектор» проводится с установкой технологических клиньев между напорным кольцом и напорным коллектором; уплотняющая прокладка напорного кольца устанавливается на клее 88Н; контролируется положение напорного кольца по маркировке и радиальным зазорам от вала; установочные размеры заносятся в формуляр (рис.10-57).

Сборка на упорном кольце сливного кольца проводится с контролем положения сливного кольца по маркировке и зазорам относительно вала; уплотняющие прокладки устанавливаются на клее 88Н; установочные размеры заносятся в формуляр (рис.10-57).

Установка ротора на роликовые опоры и проверка радиальных биений бандажных, сливных и напорных колец. Измерения биений колец производятся индикаторами при вращении ротора; величина биения не должна превышать:

для бандажных колец в зоне посадки на бочку ротора 0,2 мм, на упорное кольцо – 0,5 мм;

для сливных колец в зоне крепления на упорное кольцо 0,6 мм, на торце – 1,0 мм.

Результаты измерений заносятся в формуляр.

Испытание на герметичность выводов обмотки ротора выполняется припомощи приспособления, показанного на рис.10-58, сжатым воздухом с давлением 0,1 МПа (1кгс/см^2) в течение 20 мин. Допустимое падение давления – 0,01 МПа (0,1кгс/см^2). При необходимости для выявления мест утечки применяется фреон. Дефектные уплотнения заменяются новыми.

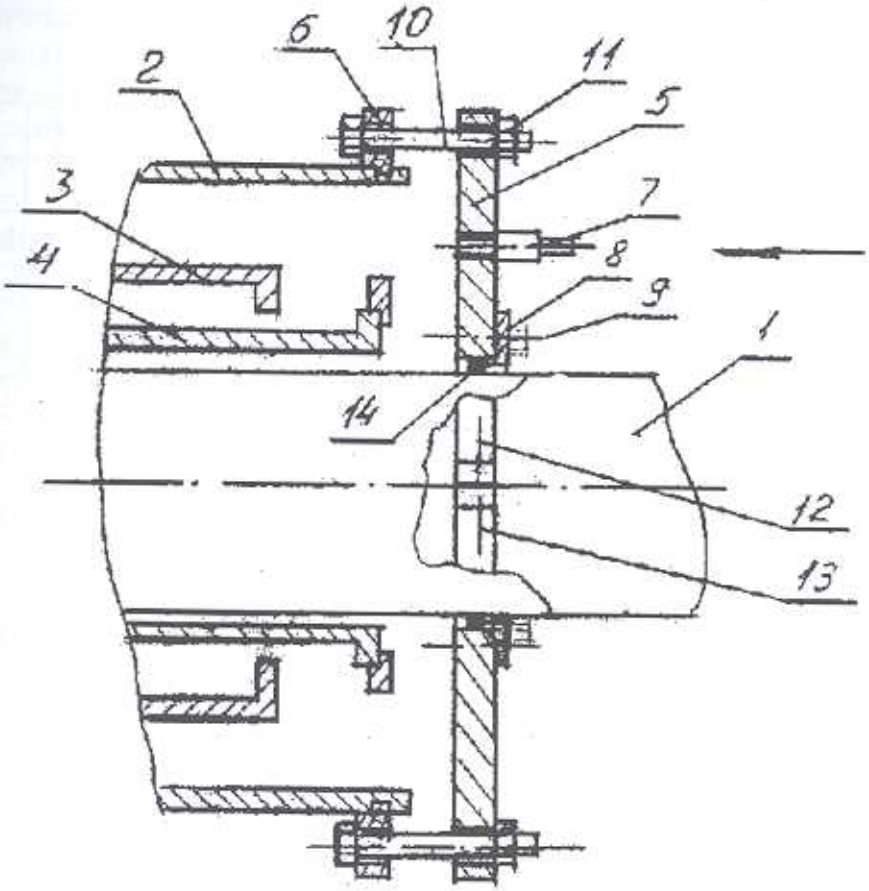


Рис. 10-58. Приспособление для проверки плотности выводов обмотки ротора:
1 – вал ротора, *2* – кольцо сливное, *3* – кольцо напорное, *4* – коллектор напорный,
5, 6 – полукольца приспособления, *7* – штуцер, *8* – кольцо прижимное, *9, 10, 12* – болты,
11, 13 – гайки, *14* – уплотнение резиновое

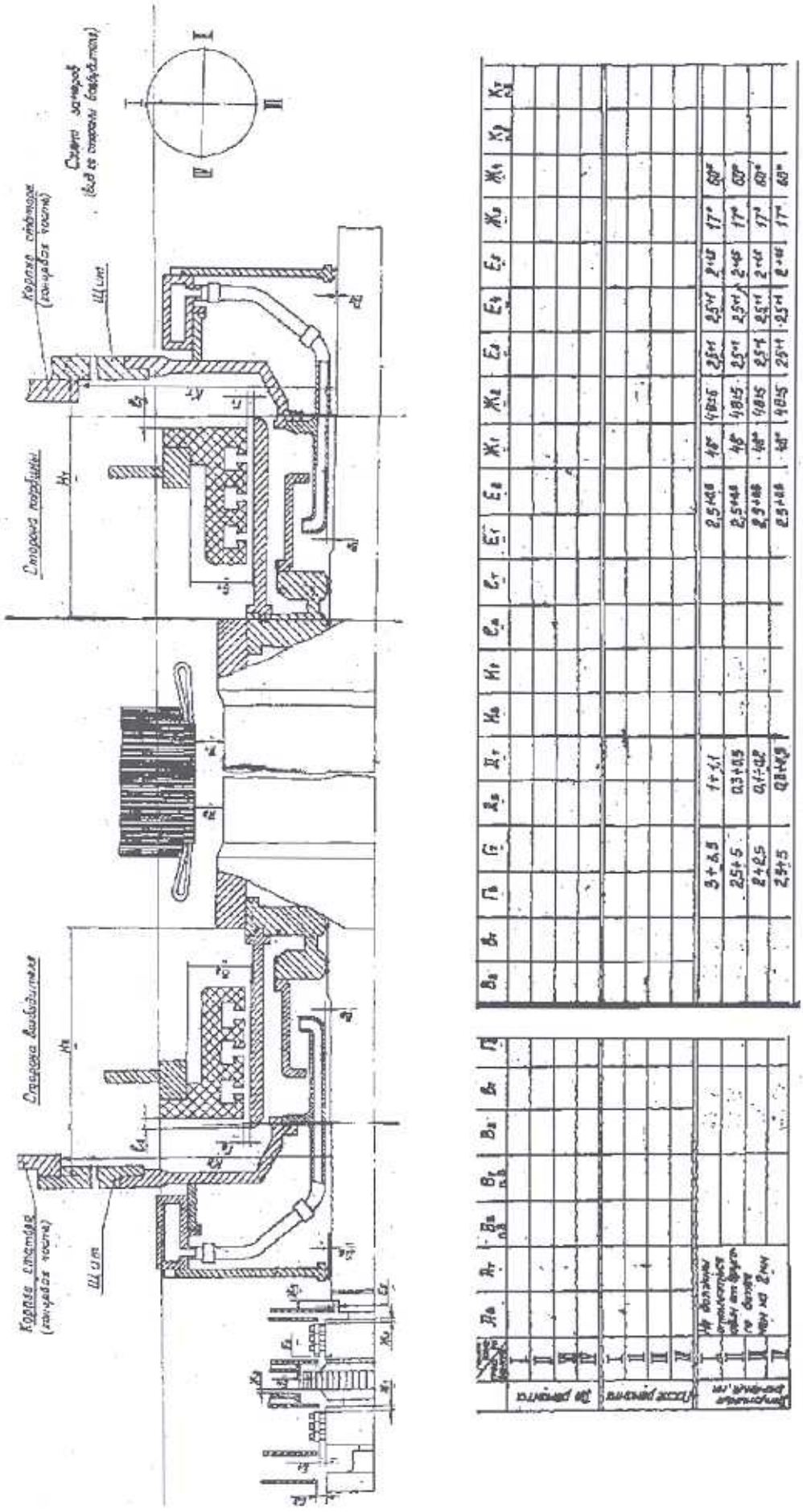


Рис.10-57. Формуляр установочных размеров ротора

Электрические измерения и испытания при сборке деталей тракта водоподвода на роторе производятся по утвержденной программе.

Покраска ротора выполняется эмалью (например, ГФ-92ХС) в два слоя. Не подлежат покраске напорные, сливные и контактные кольца.

Сдача ротора из ремонта предусматривает проверку на соответствие чертежам установочных положений деталей, плотности затяжки и стопорения крепежа, выполнения требований технологических инструкций.

Ввод ротора в расточку статора выполняется по схемам разд.3. До ввода ротора в статор рекомендуется установить со ст. В и временно закрепить на концевой части нижний наружный полущит. Со ст. В медное демпферное кольцо следует заводить на вал ротора либо в позиции «Установка ротора на опору со ст. В», либо временно закрепить на нижнем полущите до начала заводки ротора в расточку статора. Со ст. Т демпферное кольцо следует заводить на вал ротора в позиции «Строповка ротора за удлинитель».

После центровки валов генератора и турбины воздушный зазор «ротор-статор» в диаметрально противоположных точках не должен отличаться более, чем на ±2мм от среднего, равного их полусумме. Результаты измерений радиальных и аксиальных положений ротора относительно статора заносятся в формуляр (рис.10-57).

Установка уплотняющего шнура. В канавки концевых частей устанавливается шнур диаметром 6 мм. Стыковка шнура выполняется на срезе длиной 30–50 мм. Для приклейки шнура используется клей 88Н.

Установка наружных нижних полущитов производится с применением приспособлений (рис.10-22 и 10-23). Для предупреждения повреждений уплотняющего шнура на концевых частях следует устанавливать на щитах технологические (отжимные) болты с вылетом 5,0 мм от плоскости прилегания щитов. Присоединение контрольных и дренажных шлангов к штуцерам на внутренних полостях щитов выполняется в соответствии с указанием чертежа.

Далее производятся установка в канавки разъемов на нижних полущитах уплотняющего резинового шнура, установка верхних наружных полущитов, затяжка крепежа разъемов.

Центровка наружных щитов (по внутренней расточке) относительно сливных колец выполняется регулировочными болтами, установленными на концевых частях корпуса статора. Допустимым принимается отклонение величины измеряемого зазора не более 0,3 мм.

При затяжке крепежа щитов по окружности фланца контролируется исправность изоляционных втулок и шайб крепежа на ст. В.

Завершение сборки генератора. Производятся последовательно следующие операции:

подготовка лабиринтных уплотнений;

установка медных демпферных колец;

сборка лабиринтных уплотнений (головки болтов и гаек крепежа лабиринтных уплотнений, выходы трубок из корпуса лабиринтных уплотнений следует уплотнять замазкой ЭЗ-217);

центровка лабиринтного уплотнения по сливному кольцу ротора с заполнением формуляра измерений (рис.10-57);

подготовка кольцевых уплотнений в гнездах водоподвода лабиринтных уплотнений;

сборка трубопроводов подачи и слива дистиллята уплотнений;

центровка относительно вала напорного коллектора технологическими клиньями;

установка уплотнений (резиновый шнур диаметром 6,0 мм) разъемов и плоскостей прилегания напорных камер к наружным щитам;

последовательная установка под вал ротора нижних половин напорных камер, установка на их разъемы верхних половин, сборка разъемов и установка напорных камер в расточку наружных щитов;

сборка штуцерных вводов на напорных коллекторах, измерение зазоров узла «вал – напорный коллектор»;

установка на напорных камерах и разъемах торцевых крышек уплотнений, сборка на напорных камерах торцевых крышек, измерение зазоров узла «вал – торцевая крышка»;

сборка патрубков на трубопроводах подачи и слива дистиллята систем охлаждения обмотки возбуждения и демпферной обмотки ротора;

сборка фланцевых соединений на напорных камерах и наружных щитах;

сборка патрубков системы осушки воздуха на концевых частях корпуса статора;

сборка патрубков на трубопроводах подачи и слива дистиллята системы охлаждения обмотки статора;

сборка патрубков системы слива утечек из водоподводов, индикаторного бачка, водослива и уплотнений ротора генератора;

проверка состояния трубопроводов подачи и слива конденсата в системах охлаждения (не разбираемых во время ремонта):

сердечника статора;

концевых частей корпуса статора;

трансформаторов тока;

нажимных колец статора.

Проверка газоплотности генератора в сборе (рис.10-59) производится давлением воздуха 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) в течение 24 ч.

Падение давления при отключенном источнике давления и неизменной температуре окружающей среды не должно превышать 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2). Корпус статора считается газоплотным при отсутствии течей.

Пневматические испытания на утечку производятся воздухом с давлением, равным номинальному рабочему давлению воздуха в корпусе генератора, но не менее 0,1 кПа (10 мм вод. ст.). Испытания проводятся по схеме рис.10-59. Продолжительность испытаний составляет не менее 8 час. Величины давления и температуры измеряются через каждые 2 часа. Утечка воздуха за 8 часов не должна превышать расчетных данных завода-изготовителя.

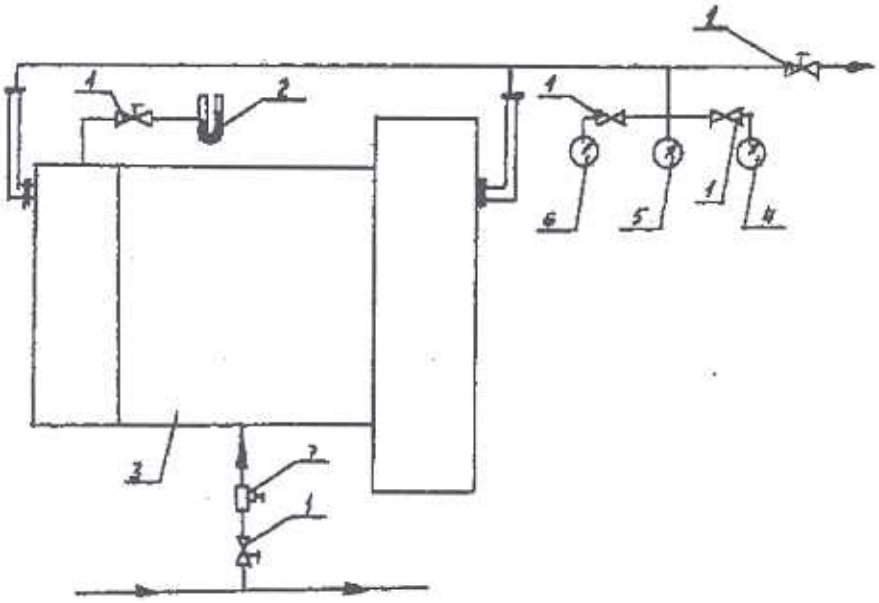


Рис. 10-59. Схема испытания корпуса статора на газоплотность и утечку: *1* – вентиль, *2* – манометр водяной (ртутный), *3* – корпус генератора, *4* – контрольный манометр, *5, 6* – рабочие манометры, *7* – редуктор воздуха.

Для обнаружения мест утечек испытания производятся по схеме на рис.10-60, при избыточном давлении воздуха 5 мм рт.ст.

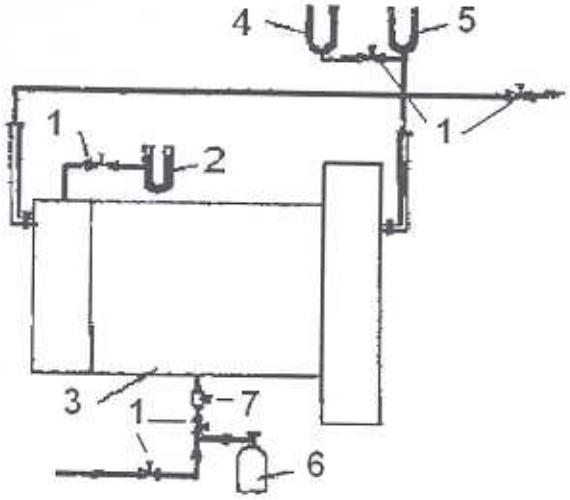


Рис. 10-60. Схема определения мест утечки в корпусе статора в сборе: *1* – вентиль, *2* – манометр водяной (ртутный), *3* – корпус генератора, *4* – контрольный манометр, *5* – рабочий манометр, *6* – баллон с фреоном, *7* – редуктор воздуха

10.15. Электрические измерения и испытания

Измерения сопротивлений изоляции и высоковольтные испытания узлов турбогенератора ТЗВ-800-2 в процессе ремонта производятся по действующим нормам, указанным в разд. 14 (табл.14-8). Далее описаны дополнительные измерения по отдельным элементам генератора.

Измерение сопротивления изоляции шлангов каждой фазы для сливного коллектора (коллектор отсоединен от внешней системы; обмотка, шланги и коллектор продуты сухим сжатым воздухом) проводится мегаомметром на напряжение 500 В по схеме:

с зажимом «Л» мегаомметра соединяется сливной коллектор;

с зажимом «З» соединяется вывод измеряемой фазы и корпус статора;

с зажимом «Э» соединяются выводы других фаз (шланги, которые не испытываются).

Измеренная величина должна быть не менее 500 МОм.

Измерение сопротивления изоляции шлангов со стороны напорного коллектора (коллектор отсоединен от внешней системы; обмотка, шланги, коллектор продуты сухим сжатым воздухом) проводится мегаомметром на напряжение 500 В по схеме:

зажим «Л» подключается к напорному коллектору;

зажим «З» подключается к трем фазам обмотки и к корпусу статора.

Измеренная величина должна быть не менее 50 МОм.

Измерение сопротивления изоляции (R) каждой фазы обмотки статора (коллекторы отсоединены от внешней системы) проводится мегаомметром на напряжение 2500 В по схеме:

зажим «Л» соединяется с выводом фазы;

зажим «З» соединяется с корпусом статора и выводами других фаз;

зажим «Э» соединяется с напорным коллектором.

Измерения выполняются после замеров сопротивлений изоляции шлангов. Отсчет показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений.

Величины $R_{60''}$ при различных температурах должны быть не менее:

Температура обмотки, °С	75	70	60	50	40	30	20

$R_{60''}$, МОм	45	75	225	240	240	240	240

Для определения коэффициента абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$), отсчет производится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений. Коэффициент абсорбции должен быть не ниже 1,3 при температуре от +10 до +30 °С.

Измерение сопротивления изоляции траверс щеточного аппарата относительно друг друга и относительно корпуса проводится мегаомметром на напряжение 1000 В. Измеренная величина должна быть не менее 10 МОм.

Испытание электрической прочности изоляции обмотки статора производится напряжением переменного тока 1,5 $U_н$ (36 кВ) в течение 1 мин для каждой фазы относительно земли и двух других заземленных фаз при условиях:

обмотка предварительно проверена на герметичность водой;

сняты наружные щиты;

через обмотку пропускается дистиллят с расходом не менее половины нормального и удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см;

коллекторы обмотки статора заземлены.

При ремонте статора генератора с полной или частичной перемоткой обмотки или переклиновкой пазов проводится дополнительное испытание обмотки до заводки ротора напряжением 36 кВ в течение 1 минуты. Перед этими испытаниями необходимо измерить сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции и токи утечки по ступеням напряжения в соответствии с разд.14.

Испытания активной стали на нагрев и потери производятся в соответствии с действующими нормами (разд.14, [15]). Для расчета параметров намагничивающей обмотки и оценки результатов испытаний в табл.10-6 приводятся исходные данные и регламентируемые показатели:

Таблица 10-6

Показатель	Значение
Диаметр статора внешний, см	295
Диаметр статора внутренний, см	140
Длина активной стали, см	710
Количество вентиляционных каналов	97
Высота канала, см	0,7
Высота зубца, см	22,2
Масса сердечника статора без зубцов, т	190
Удельные потери, вт/кг	3,9
Марка стали	Э330
Максимальный нагрев зубцов, °С	25
Максимальный перегрев зубцов, °С	10

Раздел одиннадцатый

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ВОДОМАСЛЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ СЕРИИ ТВМ

11.1. Основные технические данные

Как и рассмотренные в разделах 9 и 10 турбогенераторы с воздушным (серии Т, ТФ и ТЗФ) и с полным водяным охлаждением (серия ТЗВ), турбогенераторы серии ТВМ завода «ЭЛСИБ» имеют систему охлаждения без водорода – водомасляное охлаждение. Сердечник и обмотка статора погружены в изоляционное масло. Объем масла, заполняющего статор, ограничивается корпусом, торцевыми щитами и изоляционным цилиндром, заведенным в расточку сердечника статора. Маслоотделительный изоляционный цилиндр и торцевые щиты в местах прилегания к корпусу статора уплотнены кольцами из резинового шнура.

Корпус статора – сварной неразъемный. Сердечник статора собирается из изолированных сегментов электротехнической стали, в которых при штамповке вырубаются узкие прямоугольные отверстия, образующие в сердечнике аксиальные каналы, по которым протекает изоляционное масло, охлаждающее сердечник. Спрессованный сердечник стянут в осевом направлении и удерживается склеенными пакетами и нажимными немагнитными плитами. В корпусе сердечник закреплен жестко.

Обмотка статора – трехфазная двухслойная с укороченным шагом. Фазы обмотки соединены в звезду. Стержни обмотки выполняются с транспозицией элементарных проводников в пазовой и лобовой частях. Между рядами проводников в стержне образован канал для охлаждения изоляционным маслом.

Линейные и нулевые выводы обмотки статора выходят из корпуса статора через изоляторы и размещаются внизу корпуса. Плита, на которой закрепляются выводы, приспособлена для подсоединения закрытых токопроводов.

Ротор изготавливается из цельной поковки специальной стали.

Обмотка ротора состоит из концентрических катушек, изготовленных из полой меди с присадкой серебра. Лобовые части обмотки удерживаются бандажными кольцами из высокопрочной немагнитной стали. Модернизированные бандажные кольца изготовляются из титанового сплава, не подверженного коррозионному растрескиванию.

Охлаждение обмотки ротора осуществляется дистиллятом, который протекает по каналам проводников. Все катушки соединены параллельно по воде, которая поступает по радиальным отверстиям из центрального отверстия вала, в котором концентрически установлены трубы из нержавеющей стали для подвода дистиллята и его слива.

Контактные кольца выполнены из специальной стали и насажены на консольный конец вала. Для охлаждения контактных колец и щеток и отвода щеточной пыли из зоны щеточно-контактного аппарата между контактными кольцами на валу установлен вентилятор.

Подшипники турбогенератора – выносные. Подшипник со стороны контактных колец имеет самоустанавливающийся вкладыш со сферической посадкой в корпусе. Подшипник со стороны турбины встраивается в корпус турбины и поставляется с турбиной. Подача масла в подшипники турбогенератора осуществляется из системы смазки подшипников турбины.

Основные технические данные турбогенераторов серии ТВМ и их систем охлаждение представлены в таблицах 11-1, 11-2, 11-3, 11-4.

Таблица 11-1. Основные технические данные турбогенераторов серии ТВМ

Турбогенератор	Мощность полная, МВ·А	Мощность активная, МВт	Cos φ	Напряжение статора, кВ	Номинальный ток статора, кА	Напряжение возбуждения, В	Номинальный ток ротора, А	КПД при номинальной нагрузке, %	Момент инерции ротора, тм^2	Критическая частота вращения, об/мин	Удельный расход материалов, кг/кВ·А
ТВМ-60	100	60	0,8	18	–	–	–	–	–	–	1,49
ТВМ-160-2	188,2	160	0,85	18	6,03	166	3680	98,8	25,4	1340 3540	1,06
ТВМ-220-2	259	220	0,85	15,75	9,48	–	–	98,8	–	–	–
ТВМ-320-2	376,5	320	0,85	20	10,87	290	4600	98,8	32	920 2610	0,74
ТВМ-500-2	588,2	500	0,85	36,75	9,24	410	5600	98,85	39	886 2600	0,56
ТВМ-500-2	588,2	500	0,85	20	16,98	400	5400	98,85	39	886 2600	0,59

Таблица 11-2. Основные параметры систем охлаждения турбогенераторов серии ТВМ

Турбогенератор	Давление масла на входе в статор, Па, x10^{-5}	Расход масла через статор, м^3/ч	Расход дистиллята в системе охлаждения ротора, м^3/ч	Давление дистиллята на входе в ротор, Па, x10^{-5}	Перепад давления масла в статоре. 10^{-5} Па	Перепад давления дистиллята в роторе. 10^{-5} Па
ТВМ-60	1,5	80	20	7	–	–
ТВМ-160-2	1,5	450	50	8	1,0	8,0
ТВМ-320-2	2	450	60	10	1,8	10
ТВМ-500-2	2,5	600	80	9,3	1,5	9,3

Изоляционное масло, очищенное от механических примесей и воды на маслохозяйстве станции перед заполнением статора и его системы охлаждения, дегазируется. Оборудование для дегазации и заполнения статора и его системы под вакуумом поставляется с генератором. Один комплект такого оборудования обеспечивает обслуживание двух–трех однотипных турбогенераторов, установленных в машинном зале.

Система возбуждения турбогенератора – тиристорная, выполненная по схеме самовозбуждения.

Таблица 11-3. Допустимые температуры активных частей и охлаждающих сред генераторов ТВМ

Наименование элементов генератора	Наибольшая допустимая температура, °С, измеренная методом	
	сопротивления	термопреобразователей сопротивления
Обмотка статора	–	105
Обмотка ротора	75	–
Активная сталь сердечника статора	–	105
Охлаждающая (техническая) вода на входе в теплообменники масла и дистиллята	–	33
Изоляционное масло на входе в статор	–	40
Дистиллят на входе в систему охлаждения ротора	–	40
Изоляционное масло на выходе из статора	–	90
Дистиллят на выходе из системы охлаждения ротора	–	85

Таблица 11-4. Массы основных узлов генераторов ТВМ 160–500 МВт

Турбогенератор	Мощность, МВт	Масса, т		
		Турбогенератора в сборе	Статора обмотанного	Ротора
ТВМ-160-2	160	190	148	36,5
ТВМ-320-2	320	335	245	50,4
ТВМ-500-2	500	342	248	60

На рис. 11-1, 11-2 и 11-3 представлен общий вид и установочные размеры турбогенераторов ТВМ-160-2, ТВМ-320-2 и ТВМ-500-2.

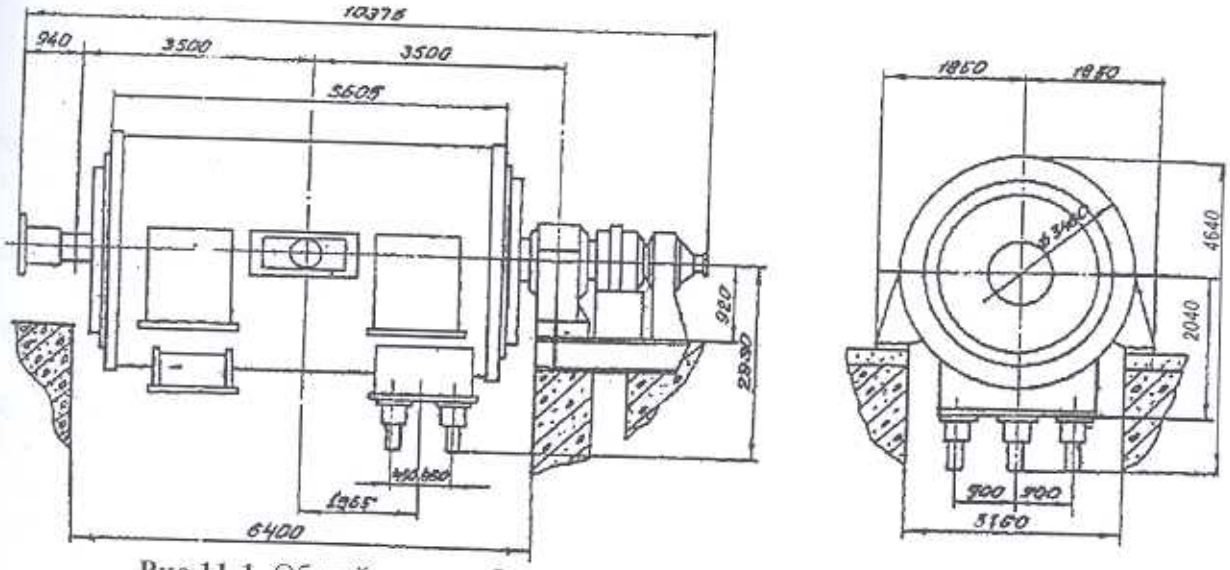


Рис.11-1. Общий вид и габариты турбогенератора типа ТВМ-160-2

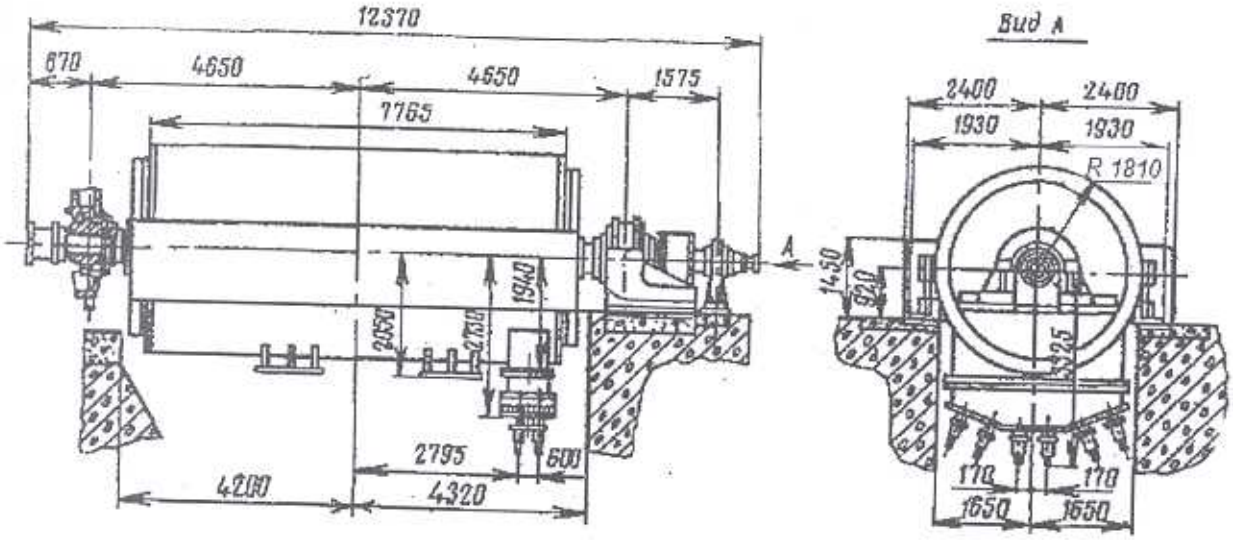


Рис.11-2. Общий вид и габариты турбогенератора типа ТВМ-320-2

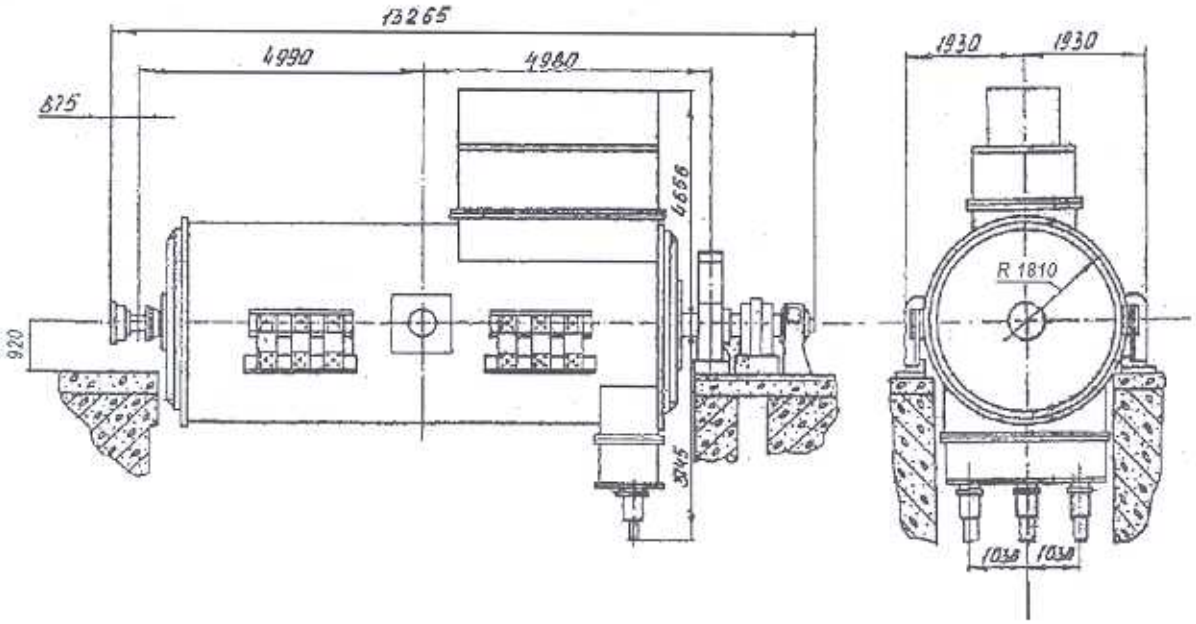


Рис.11-3. Общий вид и габариты турбогенератора типа ТВМ-500-2

11.2. Система охлаждения ротора, бандажных колец и уплотнений цилиндра

Охлаждение обмотки ротора осуществляется конденсатом по замкнутому контуру: «ротор – сливной бак – насос – теплообменник – фильтр – ротор» (принципиальная схема показана на рис. 11-4). Система охлаждения заливается обессоленным конденсатом с удельным электрическим сопротивлением не менее 100 кОм.см. Пополнение утечек конденсата производится через сливной бак, куда конденсат подается из магистрали обессоленного конденсата. Охлаждение конденсата производится в теплообменниках водой.

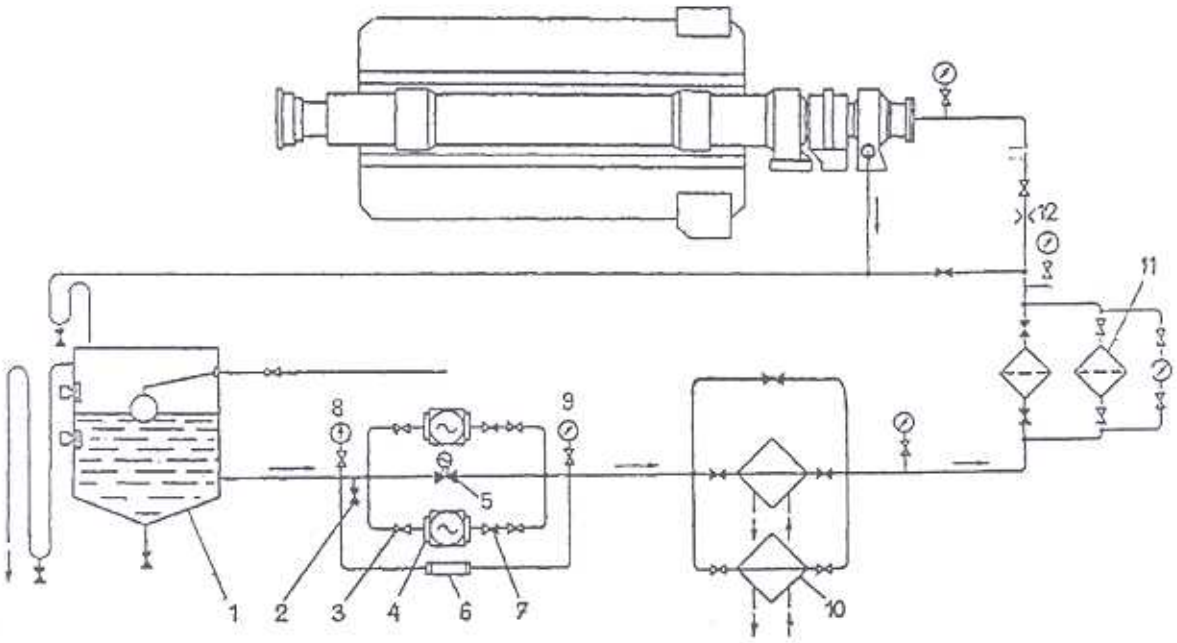


Рис. 11-4. Принципиальная схема охлаждения дистиллятом обмотки, бандажных колец ротора и уплотнительного цилиндра турбогенератора ТВМ-160-2:
1 – бак сливной, 2– вентиль закрытый, 3 – вентиль открытый, 4 – электронасос, 5 – задвижка с электроприводом, 6 – солемер, 7 – клапан обратный, 8 – мановакуумметр, 9 – манометр, 10 – теплообменники; 11 – фильтры, 12 – измерительная диафрагма

Циркуляция конденсата в системе осуществляется центробежными насосами 4 МСК Q =60 м^3/ч, Н=264 м вод.ст. с электродвигателями А2-82-2.

Два насоса являются рабочими, третий – резервный. Регулирование расхода конденсата производится задвижкой с электроприводом. Для охлаждения конденсата в системе устанавливаются три трубчатых теплообменных аппарата. Конденсат проходит в межтрубном пространстве, охлаждающая вода – по трубкам. Теплообменники включаются на параллельную работу по конденсату и по холодной воде. При номинальном режиме работают два теплообменника, один находится в резерве.

Технические данные теплообменника:

Отводимые потери – 3341 кВт;

Расход конденсата – 40 м^3/час;

Расход охлаждающей воды – 200 м^3/час;

Температура охлаждающего конденсата +40°С;

Температура охлаждающей воды – не более +33°С.

Для улавливания механических включений в конденсате служат три сетчатых фильтра с размерами ячеек сеток 0,1х0,1. Фильтры включены параллельно. При работе системы весь поток конденсата проходит через 2 фильтра. Третий фильтр находится в резерве.

Для пополнения утечек конденсата и компенсации температурных изменений объема конденсата в системе установлен сливной бак емкостью 3 м^3.

Конструкция бака обеспечивает возможность стабильного поддержания заданного уровня конденсата при помощи поплавкового регулятора уровня.

На входе в ротор устанавливается защитная сетка с ячейками диаметром 3,3 мм с целью исключения попадания механических частиц в ротор. Из системы охлаждения ротора происходит отбор конденсата на охладители уплотнений маслоотделительного изоляционного цилиндра и охладители бандажных колец. При ремонтах и ревизиях ротора турбогенератора, не требующих остановок центробежных насосов, циркуляция конденсата через ротор с целью предотвращения коррозии охлаждающего тракта не прекращается. При этом расход конденсата через ротор должен быть не менее 15 м^3/ч.

Для контроля за работой системы охлаждения установлены приборы для измерения расхода, давлений и температур, а также электросопротивления и уровня конденсата в сливном баке.

Катушки обмотки ротора состоят из полувитков, соединенных между собой в лобовых частях пайкой с сохранением сквозного канала. Охлаждение обмотки конденсатом – параллельное по полукатушкам. Холодный конденсат подводится к нижним и верхним виткам катушек, а подогретый отводится от средних витков катушек. Подача конденсата к катушкам и слив его осуществляется по радиально установленным трубкам из нержавеющей стали. Один конец трубки соединяется со штуцером, припаянным к перемычке, а другой конец располагается в радиальном отверстии хвостовины вала, трубка уплотняется кольцом из теплостойкой резины. Наружная и внутренняя поверхности трубок покрыты фторопластом.

Для охлаждения бочки ротора, цилиндра маслоотделительного и воздуха в зазоре – на бочке ротора располагаются охладители, представляющие собой трубки из меди с присадкой серебра, по которым циркулирует конденсат. Трубки укладываются в пазы, профрезерованные в коронках зубцов ротора и удерживаются клиньями. Трубки у торцов бочки по наклонным отверстиям в зубцах выходят под лобовую часть обмотки ротора, где группируются в пучки и размещаются в пазах хвостовины вала. Концы трубок впаиваются во фланцы, к которым подсоединяются трубки подвода или слива конденсата от коллекторов, насаженных на хвостовины вала. Охладители по конденсату включены параллельно. Подвод конденсата в них осуществляется соединением на стороне контактных колец, слив – на стороне турбины. Нагретый конденсат из коллектора, расположенного на стороне турбины, отводится по двум трубкам, уложенным в пазах больших зубцов на сторону контактных колец в сливную камеру коллектора.

Подвод конденсата в подводящую камеру коллектора и слив из сливной камеры осуществляется втулками из нержавеющей стали, установленными с уплотнениями в соответствующих радиальных отверстиях вала ротора. Подвод конденсата к обмотке и охладителям и слив его осуществляется через центральное отверстие вала ротора с помощью двух коаксиально расположенных труб. По внутренней трубе поступает холодный конденсат, а по кольцевому пространству между трубами возвращается нагретый конденсат. Токоподвод обмотки ротора, являющийся продолжением начальных витков первых катушек, и контактные кольца охлаждаются конденсатом. Контактные кольца соединены по конденсату последовательно. Подвод конденсата в ротор осуществляется с помощью двух втулок – вращающейся, закрепленной на торце вала возбудителя, и неподвижной, установленной в корпусе водоподвода. Слив конденсата из ротора и контактных колец производится в специальный корпус водослива, установленный в месте сопряжения ротора турбогенератора с валом возбудителя.

11.3. Система охлаждения статора и подготовки масла

Система охлаждения предназначена для обеспечения охлаждения обмотки, сердечника и конструктивных элементов статора турбогенератора трансформаторным маслом. Масло в системе циркулирует по замкнутому контуру (принципиальная схема для генератора ТВМ-160-2 показана на рис.11-5). Циркуляция создается центробежными насосами типа ГЦНМ-8000-60 (один – рабочий, другой – резервный). Охлаждение масла производится в трех маслоохладителях водой. Маслоохладители представляют собой трубчатые теплообменные аппараты. Технические данные маслосистемы:

Общий расход охлаждающей воды – 750 м^3/час;

Отводимые потери – 1700 кВт;

Расход масла – 234 м^3/час;

Расход охлаждающей воды – 250 м^3/час;

Температура охлажденного масла +40°С;

Температура охлаждающей воды на входе в охладитель +33°С.

Устройства подпитки (баки расширительные) предназначены для компенсации температурных изменений объема, возможных утечек масла и создания в масляной системе постоянного избыточного давления, что исключает подсос воздуха в систему. Один бак – рабочий, другой – резервный. Для улавливания механических примесей в трансформаторном масле предназначены сетчатые фильтры, включенные параллельно (размеры ячеек сетки 0,1х0,1). При работе весь поток масла проходит через два фильтра. Третий находится в резерве. Бак аварийного слива служит для быстрого удаления изоляционного масла из статора и системы при возникновении аварийной ситуации. Бак дренажный предназначен для слива изоляционного масла при ревизии маслоохладителей и фильтров.

Система подготовки масла находится *вне машинного зала* и обеспечивает хранение масла, его очистку от механических примесей и воды, заполнение котла дегазатора очищенным маслом, сушку и дегазацию масла под вакуумом, опорожнение статора, заполнение статора и системы охлаждения дегазированным маслом.

Приемный бак служит для хранения поступающего трансформаторного масла. Чистое масло хранится в отдельном баке. Бак грязного масла используется для его очистки. Котел-дегазатор предназначен для дегазации и сушки трансформаторного масла путем распыления его в вакууме. Насосы 3ХГ-6К-14-2 обеспечивают циркуляцию в контуре дегазации масла под вакуумом и нагнетают дегазированное масло в статор и систему охлаждения.

Вакуумные насосы типа НВЗ-100Д с производительностью 100 л/с предназначены для вакуумирования статора и системы охлаждения при заполнении их маслом, сушки изоляции статорной обмотки, для создания вакуума в котле-дегазаторе при дегазации

масла. Конденсаторы поверхностного охлаждения вакуума предназначены для конденсации паров масла и воды, откачиваемых вакуумными насосами.

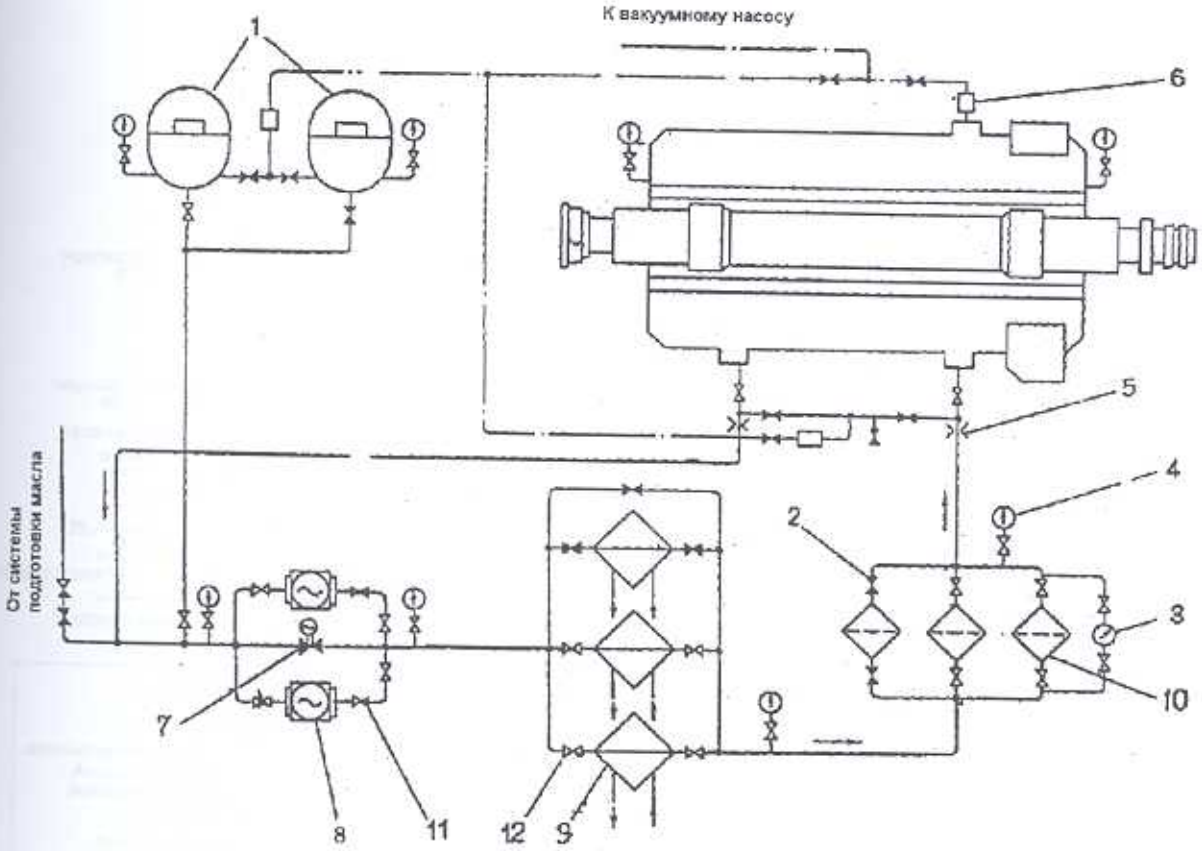


Рис. 11-5. Принципиальная схема масляного охлаждения статора турбогенератора ТВМ-160-2:
1 – баки расширительные, 2– вентиль закрытый, 3 – манометр, 4 – мановакуумметр, 5 – измерительная диафрагма, 6 – окно смотровое, 7 – задвижка с электроприводом, 8 – электронасосы, 9 – теплообменники, 10 – фильтры, 11, 12 – вентили

Контроль работы системы охлаждения осуществляется по следующим приборам:

- В процессе дегазации – по вакуумметру ВОШ-160;
- Манометр V-образный служит для измерения протечек в период начальной дегазации;
- Мановакуумметры 0,5 МВ и манометр ОБМ-160 предназначены для измерения давления масла в системе подготовки;
- Термометры ртутные типа П5-1 предназначены для измерения температуры масла.

Масло в статор поступает по трубопроводу ∅300 мм со стороны контактных колец. Для охлаждения элементов стальной обшивки корпуса, расположенных в зоне лобовых частей статорной обмотки и стенок коробки выводов, установлены специальные выгородки из немагнитной стали, образующие каналы для направленного движения масла.

Холодное масло проходит по каналам, образованным выгородками вдоль обшивки статора, стенок коробки выводов, и затем через фильтры поступает в зону лобовых частей, откуда – в аксиальные каналы сердечника и в головки лобовых частей обмотки статора. Подогретое масло из каналов обмотки и сердечника статора выходит в зону лобовых частей на стороне турбины и затем, протекая между выгородкой и обшивкой, поступает в сливную трубу циркуляции. Все стержни и все каналы сердечника статора охлаждаются параллельными струями масла. Выводные шины и выводы имеют непосредственное охлаждение маслом и соединены между собой последовательно. Подвод масла в шины выполнен в месте соединения их со стержнями через специальные отверстия. Слив осущест-

вляется через фторопластовые шланги в коллектор, установленный в коробке выводов, а из него – в общую сливную трубу.

Развернутые схемы масляного охлаждения статора и водяного охлаждения ротора турбогенератора ТВМ-500-2 представлены на рис. 11-6 и 11-7.

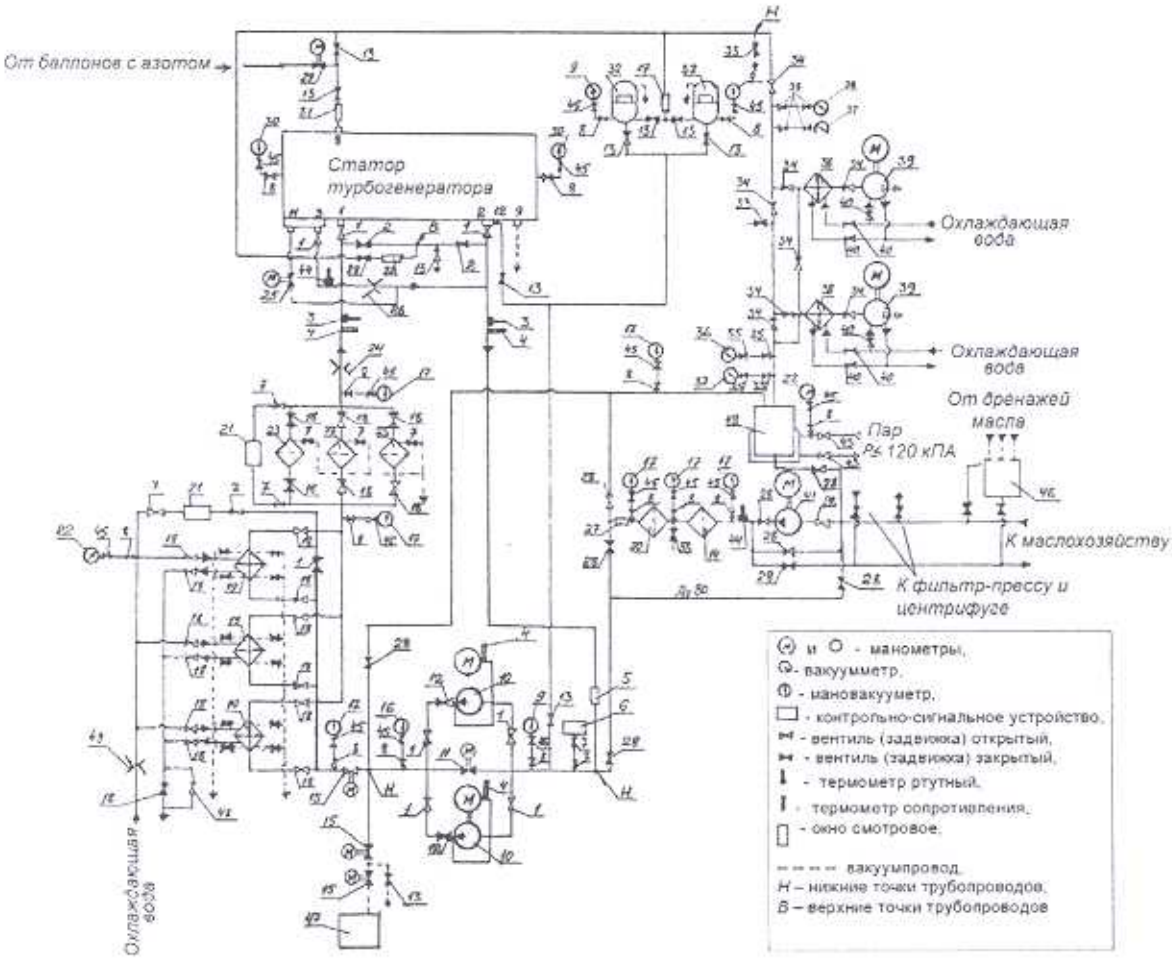


Рис. 11-6. Схема масляного охлаждения статора и подготовки масла турбогенератора ТВМ-500:

1,2, 11, 15, 18 – задвижки; 3,37,44 – термометры ртутные; 4 – термометр сопротивления; 5, 27, 31 – окна смотровые; 7, 8, 13, 25, 28, 29, 33-35, 40, 43 – вентили; 9, 16, 30 – мановакуумметр ВЭ-16РБ; 10 – маслонасос ГЦН-800-60 с электродвигателем АГ-160-380-4; 12 – клапан обратный; 14 – фильтр магнитный ФМ-7; 19 – маслоохладитель; 20, 23 – фильтры; 21 – дифманометр ДСП 778В; 24, 26 – диафрагмы дисковые камерные; 32 – баки расширительные; 22 – манометр ОБМ-160; 36 – вакуумметр ВОШ-180; 37 – термометр ртутный; 38 – конденсатор поверхностного охлаждения вакуумный; 39 – вакуумный насос Н83-100Д5-10; 41 – насос герметичный 3ХГ-6К-14-2; 42 – котел дегазатор; 45 – кран натяжной муфтовый; 46 – бак дренажный; 47 – бак аварийного слива; 48 – клапан регулирующий; 49 – расходомер

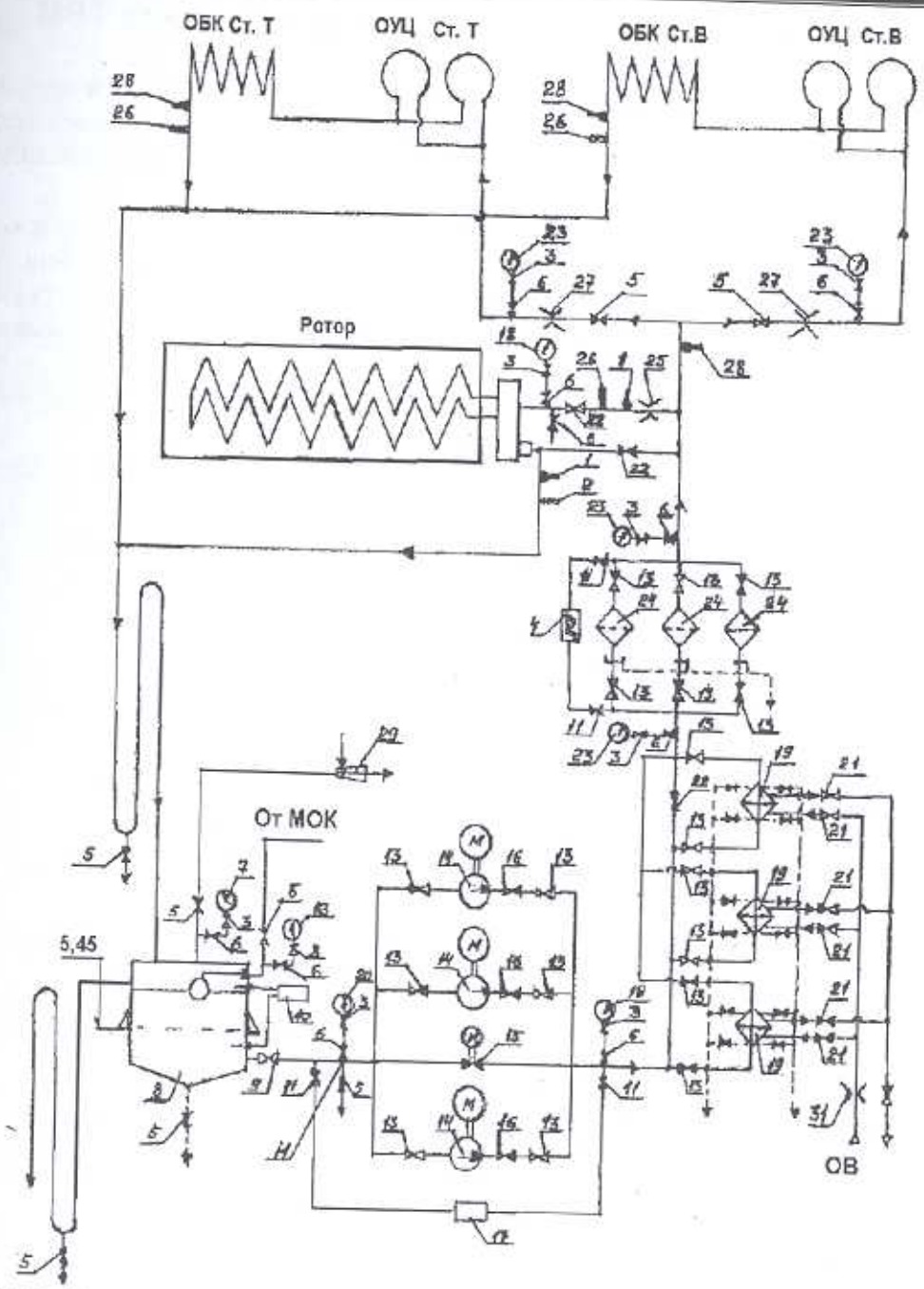


Рис. 11-7. Схема охлаждения дистиллятом обмотки, бандажных колец ротора и уплотнений цилиндра турбогенератора типа ТВМ-500:

и - манометры, - вакуумметр, - мановакуумметр, - контрольно-сигнальное устройство, - вентиль (задвижка) открытый, - вентиль (задвижка) закрытый, - термометр ртутный, - термометр сопротивления,

МОК – магистраль обессоленного конденсата, ОВ – охлаждающая техническая вода, ОБК – охладители бандажных колец, ОУЦ – охладители уплотнений цилиндра, ст.Т – сторона турбины, ст. В – сторона выводов.

1, 2, 26, 28 – термометры, 5, 6, 9, 11, 13, 22 – вентили; 15, 21 – задвижки; 3 – кран натяжной муфтовый КТК-25; 4 – дифманометр ДСП-778В; 7 – вакуумметр ВОШ-160; 8 – бак сливной; 10 – сигнализатор уровня; 12, 20, 23 – мановакууметр ОБМВ-160; 14 – насос центробежный; 16 – клапан обратный поворотный фланцевый; 17 – комплект для измерения удельного сопротивления воды УСВ-2-01; 18 – манометр электроконтактный ЭКМ-1; 19 – теплообменник; 24 – фильтр; 25, 27 – диафрагма дисковая камерная; 29 – эжектор для вакуумирования до остаточного давления не менее 500 мм рт. ст.; 30 – клапан регулирующий; 31 – расходомер

11.4. Разборка и сборка турбогенератора типа ТВМ

Турбогенераторы с водомасляным охлаждением конструктивно отличаются от турбогенераторов с воздушным, водородным и водяным охлаждением, поэтому технология разборки и сборки этих генераторов также имеет отличия от технологии, описанной в разделе 3.

Перед разборкой турбогенератора необходимо провести в различных режимах работы и после останова испытания с измерением следующих параметров: вибрация подшипников, контактных колец, сопротивление изоляции обмотки ротора, сопротивление обмотки ротора постоянному и переменному току, сопротивление обмоток каждой фазы статора, расход конденсата для охлаждения уплотнения и маслоотделительного цилиндра на две стороны, расход конденсата через ротор, расход масла через статор. Результаты проведенных измерений и испытаний необходимо занести в таблицы.

Операции по разборке генератора ТВМ производятся в следующей последовательности:

- Отсоединение напорного и сливного трубопроводов от аппарата подачи воды;
- Отсоединение трубопроводов аварийного слива масла;
- Разборка аппарата подачи воды;
- Разборка аппарата слива воды;
- Разборка щеточного аппарата;
- Замер биения контактных колец;
- Разборка уплотнений вала ротора;
- Снятие щитов закрытия и кожуха;
- Вывод ротора из статора;
- Проведение электрических измерений и испытаний обмотки статора; результаты необходимо записать в карту регистрации результатов;
- Испытание охладителей маслоотделительного цилиндра на герметичность и прочность; результаты надо внести в карту регистрации результатов;
- Испытание статора на герметичность и прочность, результаты внести в карту регистрации результатов;
- Снятие трубки охлаждения маслоотделительного цилиндра;
- Испытание на герметичность и прочность коллектора и системы охлаждения уплотнения торцевого щита с маслоотделительным цилиндром; результаты надо занести в карту регистрации результатов;
- Отсоединение трубопроводов охлаждения маслоотделительного цилиндра и уплотнения торцевого щита;
- Проведение электрических измерений обмотки статора после слива масла (результаты занести в карту измерений);
- Разборка уплотнений торцевого щита с маслоотделительным цилиндром;
- Снятие торцевых щитов;
- Вывод маслоотделительного цилиндра;
- Измерение сопротивлений изоляции аппаратов подачи и слива воды; траверз щеточного аппарата;
- Измерение сопротивлений изоляции обмоток каждой фазы статора, определение отношения R 60/R15, отношения Δc/c %, радиального биения контактных колец, торцевого и радиального биения втулки термопреобразователей;
- Испытание обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением токов утечки;
- Испытание обмотки статора повышенным напряжением промышленной частоты 50 Гц;
- Испытание охладителей маслоотделительного цилиндра на герметичность и прочность;
- Испытание статора на герметичность и прочность;

- Испытание на герметичность и прочность коллектор и систему охлаждения уплотнения торцевого щита с маслоотделительным цилиндром.

Для завершения разборки необходимы следующие действия:

- Застропить за рым-болт и установить корпус аппарата подачи воды на ремонтную площадку;
- Замерить биение муфты «ротор турбогенератора – ротор возбудителя» в соединенном и рассоединенном состоянии, результаты записать;
- Снять корпус слива воды и установить на ремонтную площадку;
- Снять и установить на ремонтную площадку обе половины траверс щеточного аппарата;
- Снять верхнюю половину щита закрытия, проверив маркировку;
- Снять и установить на ремонтную площадку верхнюю половину кожуха;
- Снять и установить на ремонтную площадку щит закрытия вместе с нижней половиной кожуха;
- Снять верхние половины щитов закрытия;
- Снять и транспортировать на ремонтную площадку верхнюю половину кожуха;
- Установить рельсовый путь (заменитель на место возбудителя);
- Установить монтажную балку со стороны возбудителя и уложить на нее ротор, убрать нижний вкладыш подшипника, а затем и корпус подшипника;
- Установить на рельсовый путь тележку, опустив на нее ротор;
- Переставить балку на сторону турбины и уложить на нее ротор;
- Убрать нижний вкладыш опорного подшипника со стороны турбины;
- Установить блок на тележку со стороны контактных колец, пропустив через него трос;
- Приподнять ротор краном со стороны турбины и с помощью лебедки со стороны возбудителя вести ротор до положения, в котором ротор можно положить полумуфтой на балку;
- Присоединить к торцу полумуфты первую надставку (удлинитель);
- Вывести ротор, приподняв его за надставку до положения, в котором можно положить надставкой на балку;
- Закрепить вторую надставку, а затем и третью (таким образом, вывод ротора производится с помощью трех надставок);
- Закрепить по центру тяжести ротора деревянные прокладки;
- Застропить, уравновесить ротор и вывести его до появления полумуфты; Установить ротор на специальные выкладки, подложив транспортерную ленту;
- Завести в статор под надставку резиновую пластину, на нее положить металлический лист, отсоединить надставки от вала ротора;
- Уравновесить ротор и транспортировать его на ремонтную площадку, положив там на козлы;
- Вывести надставки из статора с помощью трубы, убрать металлический лист и резиновую пластину;
- Поставить заглушки на коллекторе и трубках изоляционного маслоотделительного цилиндра;
- Снять нажимное и уплотнительное кольца;
- Снять торцевой щит и транспортировать на ремонтную площадку;
- Закрыть статор с торцов полотном (брезентом);
- Установить в маслоотделительном цилиндре стяжные шпильки;
- Установить с обеих сторон заглушки, закрепив их стяжными шпильками;
- Установить ролик на заглушку и направляющую стойку;
- Вывести с помощью крана, ролика и тележки маслоотделительный цилиндр из расточки статора;
- Привязать вокруг цилиндра деревянные прокладки и транспортировать на ремонтную площадку.

Сборка турбогенератора производится в обратной последовательности.

Раздел двенадцатый

ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

12.1. Грузоподъемные механизмы, приспособления и устройства

Пеньковые, и стальные канаты Для строповки деталей и при такелажных работах применяются канаты из хлопчатобумажных и синтетических волокон (ГОСТ 1765-89 ГОСТ 30055-93, табл. 12-1, *а* и *б)* и стальные канаты, сплетенные из проволок с органическим или стальным сердечником (табл.12-1, *в*).

Таблица 12-1 *а*. Канаты из натуральных волокон

Канат пеньковый тросовой свивки (ПТ)		Канат пеньковый пропитанный тросовой свивки (ПТпр)		Канат сизалевый тросовой свивки (СТ) 3-прядный	
Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс	Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс	Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс
10	628	10	600	10	840 (540)
11	740	11	710	11	1030
13	980	13	940	13	1370 (980)
14	1200	14	1150	14	1650
16	1550	16	1480	16	2090 (1370)
19	2080	19	1990	19	2830
22	2820	22	2700	22	3510
26	3520	26	3360	26	4250
29	4400	29	4200	29	5985
32	5310	32	5080	32	6950
37	9000	37	6730	37	9060
40	10800	40	10260	40	9990
48	15480	48	14710	48	11035
56	21060	56	20010	56	19060
64	27540	64	26160	64	24890
72	34920	72	33170	72	31110
80	43020	80	40870	80	36070
88	52020	88	49420	88	43730
96	61920	96	58820	96	50450
104	72720	104	69080	104	53160
112	84420	112	80200	112	59470
[1] В скобках – данные для каната джутового тросовой свивки (ДТ)					

Таблица 12-1 *б*. Канаты из синтетических волокон

Канат полиамидный тросовой свивки (ПАТ)		Канат полипропиленовый тросовой свивки (ППТ)		Канат полипропиленовый плетеный 8-прядный (ПППл)	
Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс	Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс	Диаметр, мм	Разрывная нагрузка, кгс
10	1800	10	1090	–	–
11	2520	11	1300	–	–
13	3360	13	1890	–	–
16	5280	16	2520	–	–
19	7200	19	3645	–	–
22	10080	22	4800	–	–

Канат полиамидный тросовой свивки (ПАТ)		Канат полипропиленовый тросовой свивки (ППТ)		Канат полипропиленовый плетеный 8-прядный (ПППл)	
26	13929	26	6300	–	–
29	18000	29	7450	–	–
32	21750	32	8140	–	–
37	29250	37	9890	–	–
40	34500	40	11300	40	14260
48	49500	48	14930	48	20430
56	66750	56	18050	56	27370
64	87000	64	23525	64	34980
72	110250	–	–	72	44150
80	135750	–	–	80	54870
88	164250	–	–	–	–
96	195750	–	–	–	–

Таблица 12-1 *в*. Канаты стальные

Тип каната, ГОСТ	Конструкция каната	Диаметр, мм	Суммарное разрывное усилие для всех проволок, Н	Примечание
ЛК-Р 2688-80 14954-80	Канат двойной свивки 6x19(1+6+6/6)+1 о.с. 6x19(1+6+6+6/6)+7x7(1+6)	4,1–51,0 9,7–46,5	11000–1255000 20000–1280000	Допускается работа на открытом воздухе, воздействие агрессивных сред, интенсивный знакопеременный изгиб
ЛК-РО 7669-80	Канат двойной свивки 6x36(1+7+7/7+14)+7x7(1+6)	10,5–64,0	169500–2530000	
ЛК-О 3079-80 3066-80 3069-88 3081-80	Канат двойной свивки 6x19(1+9+9)+1 о.с. 6x7(1+6)+1x7(1+6) 6x7(1+6)+1 о.с. 6x19(1+9+9)+7x7(1+6).	 6,4–45,0 1,9–26,0 2,2–25,5 8,6–31,5	 14000–1050000 3095–588000 3210–504000 32250–1220000 Н.	
ЛК-3 7665-80 7667-80	Канат двойной свивки 6x25(1+6; 6+12)+1 о.с. 6x25(1+6; 6+12)+7x7(1+6)	8,1–45,0 11,4–44,0	42300–1435000 48550–1645000	Обладают высокой гибкостью, но не должны подвергаться воздействию агрессивной среды.
ТК 3063-80 3064-80	Канат одинарной свивки 1x19(1+6+12) 1x37(1+6+12+18)	 1,7–17 2,0–22,5	 1175–362500 2760–701000	Не рекомендуются для ответственных и интенсивно работающих установок, так как обладают низким ресурсом
ТЛК-О 3079-80	Канат двойной свивки 6x37(1+6+15+15)+1 о.с.	8,5–43,0	150500–2330000	
ТК 3067-88 3070-88 3071-88	Канат двойной свивки 6x19(1+6+12)+1x19(1+6+12 6x19(1+6+12)+1 о.с. 6x37(1+6+12+18)+1 о.с.	 3,7–18,5 4,2–13,0 5,0–22,0	 8270–141500 7095–54150 16600–105000	

Допустимые нагрузки определяются, исходя из заданного разрывного усилия и коэффициента запаса прочности не менее восьми на одну ветвь [1] для исправного каната.

Подвешивание груза на двух ветвях позволяет увеличить допустимую нагрузку, как показано далее, в зависимости от угла между ветвями:

Нагрузка на одной ветви каната, кг	Нагрузка на двух ветвях каната, кг, при угле между канатом и вертикалью, град			
	0	30	45	60
1000	2000	1760	1400	1000

Подвешивание груза на четырех ветвях позволяет удвоить указанные величины.

Все применяемые стропы и канаты должны соответствовать действующим нормам (ГОСТ и др.) и иметь сертификат (свидетельство) об испытаниях.

Для изготовления стропов, применяемых при подъеме тяжелых грузов, рекомендуется применять стальные канаты, соответствующие ГОСТ 3071-80; 3079-80, 7669-80, 14954-80, 3071-88. При ремонте турбогенераторов наиболее тяжелыми грузами являются статор и ротор.

В табл. 12-2 приводятся технические данные, необходимые для выбора стропов при выводе и перемещении роторов турбогенераторов[1].

Таблица 12-2. Технические данные для выбора строповки при выводе и перемещении роторов турбогенераторов в машинном зале электростанции

Типы турбогенераторов	Масса переносимого груза, Мгр, т	Масса ротора, Мр, т	Расстояние между ветвями стропов при выводе ротора из статора, Lв, мм, не менее	Расстояние между ветвями стропов при перемещении ротора, Lп, мм, не менее	Диаметр ротора, Др, мм	Длина бочки ротора, Lр, мм	Толщина предохранительной прокладки, мм, не менее
ТВ2-30-2	20,0	17,5	600	1500	810	2800	10
ТВС-30	18,5	16,2	600	1500	820	2800	10
ТВ-50-2	32,5	31,0	600	1700	990	3250	10
ТВ2-50-2	38,5	30,9	700	1700	990	3250	10
Т2-50-2	38,0	30,9	700	1700	990	3250	10
ТВ-60-2	38,0	29,8	700	1700	990	3250	10
ТВФ-60-2	25,0	24,2	600	1500	930	2850	10
ТВФ-63-2	26,5	25,4	600	1500	950	2850	10
ТВФ-100-2	31,0	29,8	600	1700	1000	3250	10
Т2-100-2	48,4	47,0	700	2700	990	3250	10
ТВ-100-2	51,5	50,0	700	2700	990	3250	10
ТВ2-100-2	47,0	45,6	700	2700	1000	5400	10
ТВФ-120-2	32,0	30,8	600	1700	1000	3250	10
ТВ2-150-2	60,4	58,6	800	3200	1075	6400	10
ТВВ-165-2	35,3	34,0	600	2000	1000	3950	40
ТВФ-200-2	52,5	51,0	700	2700	1075	3250	10
ТВВ-200-2	41,2	40,0	700	2200	1075	4350	10
ТВВ-200-2А	43,1	41,9	700	2200	1075	4360	40
ТГВ-200	50,4	49,0	700	2600	1075	5100	10
ТГВ-200М	50,4	49,0	700	2600	1075	5100	10
ТВВ-220-2А	43,5	42,2	700	2200	1075	4350	40
ТГВ-300	57,7	56,0	800	3000	1120	5800	10
ТВМ-320	51,9	50,4	700	3000	1075	5800	10
ТВВ-320-2	56,5	55,0	800	3000	1075	6100	40
ТВМ-500	61,9	60,0	800	3000	1125	5800	10
ТГВ-500	63,4	61,5	800	3000	1120	5800	10
ТВВ-500-2	66,5	65,0	800	3000	1125	6100	40

Стальные канаты должны проверяться на наличие обрывов проволок. Если число обрывов проволок равно предельному числу или выше последнего, канат бракуется. В табл. 12-3 приведены значения предельных чисел обрывов.

[1] Использованы материалы ТГ886 ТО ЦКБЭнергоремонт, Москва,1983 г.

Таблица 12-3. Число обрывов проволок, при наличии которых канаты двойной свивки, работающие со стальными и чугунными блоками, отбраковываются

Число несущих проволок в наружных прядях n	Типовые примеры конструкций канатов	Группа классификации (режима) механизма							
		М1, М2, М3 и М4				М5, М6, М7 и М8			
		крестовая свивка		односторонняя свивка		крестовая свивка		односторонняя свивка	
		на участке длиной							
		6d	30d	6d	30d	6d	30d	6d	30d
$n \le 50$	$6 \times 7(1+6) + 1 \times 7(1+6)$ $6 \times 7 + 1$ о.с. $8 \times 6(0+6) + 9$ о.с.	2	4	1	2	4	8	2	1
$51 \le n \le 75$ $75 \le n \le 100$		3 4	6 8	2 2	3 4	6 8	12 16	3 4	6 8
$101 \le n \le 120$	$6 \times 19(1+9+9) + 1$ о.с. $6 \times 19(1+9+9) + 7 \times 7(1+6)$ $6 \times 25(1+6; 6+12) + 1$ о.с. $6 \times 25(1+6; 6+12) + 7 \times 7(1+6)$ $6 \times 19(1+6+6/6) + 7 \times 7(1+6)$*	5	10	2	5	10	19	5	10
$121 \le n \le 140$	$6 \times 19(1+6+6/6) + 1$ о.с. $6 \times 16(0+5+11) + 9$ о.с. $18 \times 7(1+6) + 1$ о.с.	6	11	3	6	11	22	6	11
$141 \le n \le 160$ $161 \le n \le 180$	$8 \times 19(1+6+6/6) + 1$ о.с. $6 \times 30(0+15+15) + 7$ о.с. $6 \times 30(6+12+12) + 1$ о.с.	6 6 7	13 13 14	3 3 7	6 6 7	13 13 14	26 26 29	6 6 7	13 13 14
$181 \le n \le 200$	$6 \times 31(1+6+6/6+12) + 1$ о.с.	8	16	4	8	16	32	8	16
$201 \le n \le 220$	$6 \times 31(1+6+6/6+12) + 7 \times 7(1+6)$	8	18	4	9	18	38	9	18
$221 \le n \le 240$	$6 \times 36(1+7+7/7+14) + 1$ о.с.	10	19	5	10	19	38	10	19
$241 \le n \le 260$	$6 \times 36(1+7/7+14) + 7 \times 7(1+6)$	10	21	5	10	21	42	10	21
$261 \le n \le 280$	$6 \times 37(1+6+15+15) + 1$ о.с.	11	22	6	11	22	45	11	22
$281 \le n \le 300$	$18 \times 19(1+6+6/6) + 1$ о.с.*	12	24	6	12	24	48	12	24
$300 < n$		$0{,}04n$	$0{,}08n$	$0{,}02n$	$0{,}04n$	$0{,}08n$	$0{,}16n$	$0{,}04n$	$0{,}08n$

Примечания: 1) d – диаметр каната, мм; n – число несущих проволок в наружных прядях каната.
2) Проволоки заполнения не считаются несущими, поэтому не подлежат учету. В канатах с несколькими слоями прядей учитываются проволоки только видимого наружного слоя. В канатах со стальным сердечником последний рассматривается как внутренняя прядь и не учитывается.
3) Расчет числа видимых обрывов для канатов прядевой конструкции определяется по проведенным формулам. При этом полученное значение округляется до целого в бо́льшую сторону.
4) Для канатов с неодинаковыми диаметрами внешних проволок в наружных прядях класс конструкции в таблице понижен и отмечен звездочкой (*).
5) При работе каната с блоками из синтетического материала или из металла с синтетической футеровкой характерно появление значительного числа обрывов проволок внутри каната до появления видимых признаков обрывов или износа на наружной поверхности. Такие канаты отбраковываются с учетом потери внутреннего сечения.

На корродированные канаты рекомендуется уменьшать допустимое число обрывов (коэффициент уменьшения *A)* в зависимости от степени поверхностного износа диаметра проволок, как показано ниже:

Поверхностный износ при коррозии, %	10	15	20	25	30 и более
Коэффициент *A*	0,85	0,75	0,70	0,60	0,50

Стропы изготавливают по ГОСТ 25573-82 предпочтительно из канатов по ГОСТ 3079-80, 3071-88, 7667-80.

Стропы изготовляются кольцевыми (тип СКК рис. 12-1, 12-2) и петлевыми (тип СКП рис. 12-3). Выбор диаметра каната для этих стропов производится, как показано в табл.12-4 и 12-5.

Приблизительный расчет допустимого усилия на одну вертикальную ветвь стропа можно производить по формуле:

$$J = nQ/m,$$

где J – усилие на одну ветвь стропа, кг; Q – масса груза, кг; m -число ветвей.

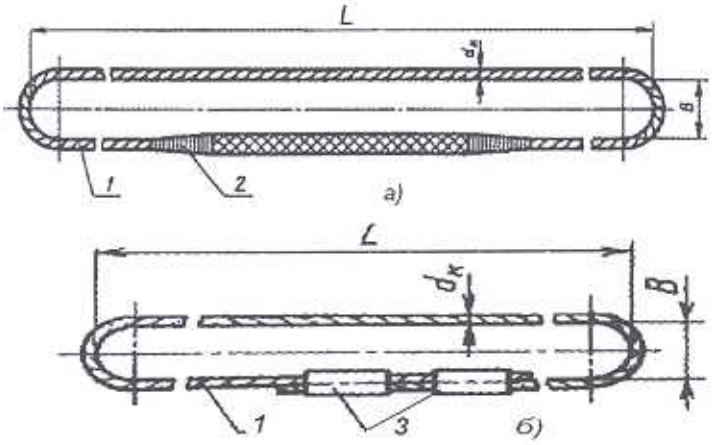


Рис. 12-1. Стропы кольцевые типа СКК исполнения 1 с заделкой концов каната заплеткой (*а*) и опрессовкой алюминиевой втулкой (*б*):
1 – канат грузового назначения марки 1, нераскручивающийся; *2* – место обмотки концов прядей проволокой 1,0–0; *3* – втулка

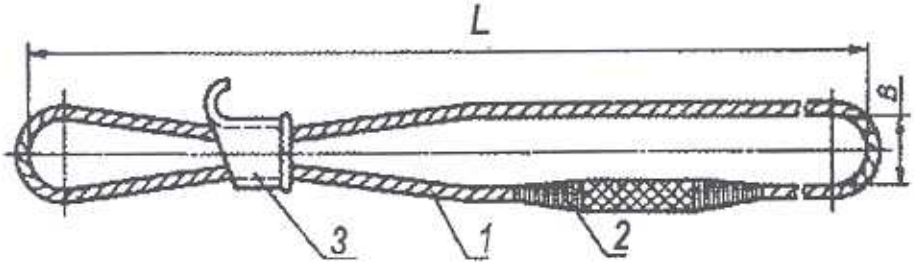
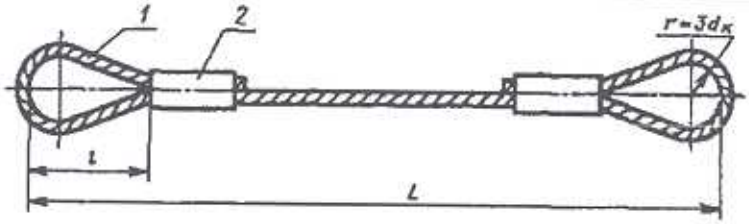


Рис. 12-2. Стропы кольцевые типа СКК исполнения 2 с заделкой концов каната втулкой:
1 – канат грузового назначения марки 1, нераскручивающийся; *2* – место обмотки концов прядей проволокой 1,0–0 ; *3* – втулка (по техническим условиям на стропы конкретных типов)

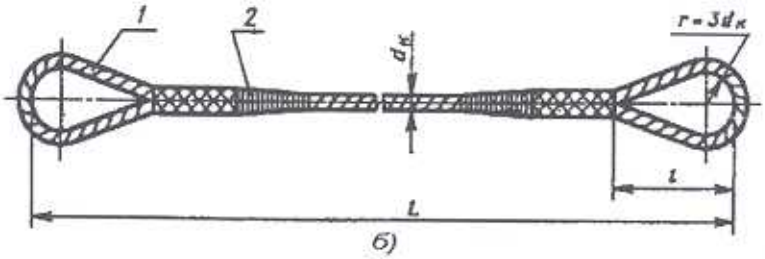
Таблица 12-4. Основные технические данные кольцевых стропов (СКК)

Обозначение стропа		Грузоподъемность стропа, т, при угле наклона к вертикали		Расчетное разрывное усилие ветви каната, Н (кгс), не менее	Ширина стропа *B*, мм	Длина *L*, мм	Диаметр канатов по ГОСТ 3071-88, мм, маркировочных групп	
Исполнение 1	Исполнение 2	$\alpha = 0°$	$2\alpha = 90°$				1568(160)	1764(180)
СКК1-0,4	СКК2-0,4	0,40	0,28	11800 (1200)	50	80–30000		5,0
СКК1-0,45	СКК2-0,45	0,45	0,32	13200 (1350)				5,4

Обозначение стропа		Грузоподъемность стропа, т, при угле наклона к вертикали		Расчетное разрывное усилие ветви каната, Н (кгс), не менее	Ширина стропа B, мм	Длина L, мм	Диаметр канатов по ГОСТ 3071-88, мм, маркировочных групп	
Исполнение 1	Исполнение 2	$\alpha = 0°$	$2\alpha = 90°$				1568(160)	1764(180)
СКК1-0,5	СКК2-0,5	0,50	0,35	14700 (1500)				5,8
СКК1-0,56	СКК2-0,56	0,56	0,40	16500 (1680)				
СКК1-0,63	СКК2-0,63	0,63	0,45	18500 (1890)				6,3
СКК1-0,7	СКК2-0,7	0,70	0,50	20600 (2100)				6,7
СКК1-0,8	СКК2-0,8	0,80	0,56	23500 (2400)			7,6	–
СКК1-0,9	СКК2-0,9	0,90	0,63	26500 (2700)			–	7,6
СКК1-1,0	СКК2-1,0	1,00	0,70	29400 (3000)			8,5	–
СКК1-1,1	СКК2-1,1	1,10	0,78	32400 (3300)				
СКК1-1,25	СКК2-1,25	1,25	0,88	36800 (3750)			–	9,0
СКК1-1,4	СКК2-1,4	1,40	1,00	41000 (4200)	150		11,5	–
СКК1-1,6	СКК2-1,6	1,60	1,10	47000 (4800)		1500–30000		
СКК1-1,8	СКК2-1,8	1,80	1,30	53000 (5400)			11,5	–
СКК1-2,0	СКК2-2,0	2,00	1,40	59000 (6000)			–	11,5
СКК1-2,25	СКК2-2,25	2,25	1,60	66000 (6750)			13,5	–
СКК1-2,5	СКК2-2,5	2,50	1,80	74000 (7500)				–
СКК1-2,8	СКК2-2,8	2,80	2,00	82000 (8400)			–	13,5
СКК1-3,2	СКК2-3,2	3,20	2,30	94000 (9600)			15,5	–
СКК1-3,6	СКК2-3,6	3,60	2,55	106000 (10800)				
СКК1-4,0	СКК2-4,0	4,00	2,80	118000 (12000)			–	15,5
СКК1-4,5	СКК2-4,5	4,50	3,20	132000 (13500)	200	2000–30000	22,5	–
СКК1-5,0	СКК2-5,0	5,00	3,55	147000 (15000)				
СКК1-5,6	СКК2-5,6	5,60	4,00	165000 (16800)				
СКК1-6,3	СКК2-6,3	6,30	4,45	185000 (18900)				
СКК1-7,0	СКК2-7,0	7,00	5,00	206000 (21000)				
СКК1-8,0	СКК2-8,0	8,00	5,65	235000 (24000)			–	22,5
СКК1-9,0	СКК2-9,0	9,00	6,36	265000 (27000)			24,5	–
СКК1-10,0	СКК2-10,0	10,00	7,10	294000 (30000)			–	24,5
СКК1-11,0	СКК2-11,0	11,0	7,80	324000 (33000)			27,0	–
СКК1-12,5	СКК2-12,5	12,50	8,50	368000 (75000)			29,0	
СКК1-14,0	СКК2-14,0	14,0	9,90	412000 (42000)	250		–	29,0
СКК1-16,0	СКК2-16,0	16,0	11,30	470000 (48000)			33,5	–



а)



б)

Рис. 12-3. Стропы петлевые типа СКП исполнения 1 с заделкой концов каната опрессовкой алюминиевой втулкой (*а*) и заплеткой (*б*):
1 – канат грузового назначения марки 1, нераскручивающийся, 2 – место заделки концов каната

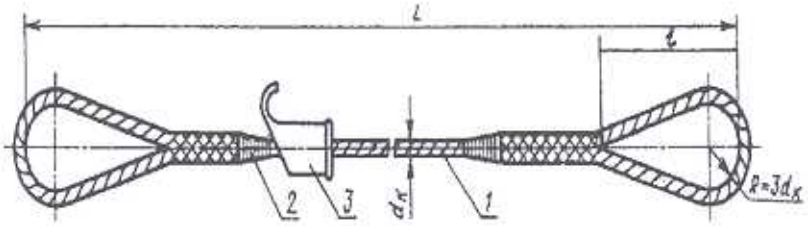


Рис. 12-4. Стропы петлевые типа СКП исполнения 2 с заделкой концов каната втулкой:
1 – канат грузового назначения марки 1, нераскручивающийся; *2* – место обмотки концов прядей проволокой 1,0–0 по ГОСТ 3282-74; *3* – втулка (по техническим условиям на стропы конкретных типов)

Таблица 12-5. Основные технические данные петлевых стропов (СКП)

Обозначение стропа		Грузоподъемность стропа, т, при угле наклона к вертикали		Расчетное разрывное усилие ветви каната, Н (кгс), не менее	Длина стропа *L*, мм	Длина петли стропа, мм *l*	Диаметр канатов ГОСТ 3071-88, мм, маркировочных групп	
Исполнение 1	Исполнение 2	$\alpha = 0°$	$2\alpha = 90°$				1568(160)	1764(180)
СКП1-0,32	СКП2-0,32	0,32	0,22	18800 (1920)	1000–15000	240	–	6,3
СКП1-0,36	СКП2-0,36	0,36	0,25	21200 (2160)				6,7
СКП1-0,40	СКП2-0,40	0,40	0,28	23500 (2400)			7,6	–
СКП1-0,45	СКП2-0,45	0,45	0,32	26500 (2700)			–	7,6
СКП1-0,50	СКП2-0,50	0,50	0,35	29400 (3000)			8,5	–
СКП1-0,56	СКП2-0,56	0,56	0,40	32900 (3360)			–	8,0
СКП1-0,63	СКП2-0,63	0,63	0,45	37100 (3780)				9,0
СКП1-0,70	СКП2-0,70	0,70	0,50	41200 (4200)	2000–20000	320	11,5	–
СКП1-0,80	СКП2-0,80	0,80	0,56	47100 (4800)				
СКП1-0,90	СКП2-0,90	0,90	0,63	52900 (5400)				
СКП1-1,0	СКП2-1,0	1,00	0,70	58900 (6000)			–	11,5
СКП1-1,1	СКП2-1,1	1,10	0,78	64800 (6600)			13,5	–
СКП1-1,25	СКП2-1,25	1,25	0,88	73600 (7500)				
СКП1-1,4	СКП2-1,4	1,40	1,00	82400 (8400)			–	13,5
СКП1-1,6	СКП2-1,6	1,60	1,10	94200 (9600)			15,5	–
СКП1-1,8	СКП2-1,8	1,80	1,30	106000 (103000)				
СКП1-2,0	СКП2-2,0	2,0	1,40	118000 (12000)			–	15,5
СКП1-2,25	СКП2-2,25	2,25	1,60	132000 (13500)	3000–25000	400	22,5	–
СКП1-2,5	СКП2-2,5	2,50	1,80	147000 (15000)				
СКП1-2,8	СКП2-2,8	2,80	2,00	165000 (16800)				
СКП1-3,2	СКП2-3,2	3,20	2,30	188000 (19200)				
СКП1-3,6	СКП2-3,6	3,60	2,55	212000 (21600)				
СКП1-4,0	СКП2-4,0	4,0	2,80	235000 (24000)			–	22,5
СКП1-4,5	СКП2-4,5	4,50	3,20	265000 (27000)			24,5	–
СКП1-5,0	СКП2-5,0	5,00	3,55	294000 (30000)			–	24,5
СКП1-5,6	СКП2-5,6	5,60	4,00	329000 (33600)				27,0
СКП1-6,3	СКП2-6,3	6,30	4,45	371000 (37800)			29,0	–
СКП1-7,0	СКП2-7,0	7,00	5,00	412000 (42000)	4000–3000	500	–	29,0
СКП1-8,0	СКП2-8,0	8,00	5,56	471000 (48000)			33,5	–
СКП1-9,0	СКП2-9,0	9,00	6,36	529000 (54000)			–	33,5
СКП1-10,0	СКП2-10,0	10,00	7,10	589000 (60000)				36,4
СКП1-11,0	СКП2-11,0	11,00	7,80	647000 (66000)			38,0	–
СКП1-12,5	СКП2-12,5	12,50	8,50	736000 (75000)			–	39,5

Грузоподъемность ветви стропа снижается при увеличении угла наклона стропа к вертикальной оси (табл.12-6).

Таблица 12-6. Зависимость грузоподъемности одной ветви стропа от угла наклона к вертикали, кгс ($\sigma_{вр} \geq 1600$ МПа)

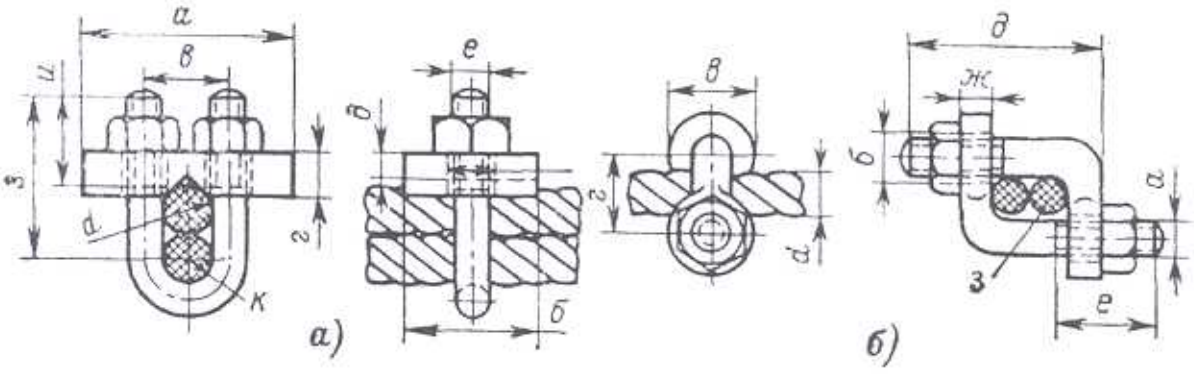
Для канатов по ГОСТ	Диаметр каната, мм	Угол наклона стропа к вертикали			
		0°	30°	45°	60°
ГОСТ 3079-80, тип ТЛК-0	13,5	1500	1300	1050	750
	15,5	1900	1650	1340	950
	17,0	2400	2080	1620	1200
	19,5	3060	2660	2150	1530
	21,5	3780	3280	2660	1890
	23,0	4420	3850	3100	2210
	25,0	5100	4420	3580	2550
	27,0	6000	5200	4200	3000
	29,0	6850	5950	4800	3420
	33,0	8810	7700	6200	4420
	35,0	10000	8700	7020	5000
	39,0	12200	10600	8600	6100
	43,0	15200	13200	10700	7600
ГОСТ 7669-80, тип ЛК-РО	9,7	810	730	590	420
	11,5	1130	980	800	570
	13,5	1540	1330	1080	770
	15,0	1900	1650	1330	950
	16,5	2300	2000	1620	1150
	18,0	2750	2380	1930	1370
	20,0	3360	2900	2360	1680
ГОСТ 3071-74, тип ТК	13,5	1370	1180	960	680
	15,5	1860	1610	1310	930
	22,5	3800	3300	2670	1900
	24,5	4600	4000	3240	2300
	27,0	5500	4770	3860	2750
	29,0	6450	5600	4330	3220
	36,5	9760	8460	6860	4880
	39,5	12300	10700	8600	6150
	44,5	15200	13200	10700	7600

Отклонение стропа под углом более 45° не рекомендуется ввиду резкого снижения грузоподъемности.

При изготовлении петлевых стропов свободный конец может быть закреплен с помощью не заплетения, а зажимов.

Зажимы также применяют для закрепления концов каната при завязке узлов, прикрепления каната к блоку и т. д. (рис. 12-5). Число устанавливаемых зажимов должно быть не менее трех.

Марки и размеры зажимов приведены в табл. 12-7–12-10.



Р

ис. 12-5. Размеры зажимов для крепления троса [1]:
а) – U-образного; *б*) – углового

Таблица 12-7. Выбор марки зажима

Диаметр каната, мм	Марка зажима	Диаметр каната, мм	Марка зажима
8,7–9,2	1-А	19,5–22	5-А
10–12,5	2-А	23–26	5-А
13–15,5	3-А	28–31	7-А
17–18,5	4-А	31,5–33,5	8-А

Таблица 12-8. Рекомендуемое число зажимов и их расположение

Наименование	Диаметр каната, мм							
	11,5	13,5	18	22,5	24,5	27	28,5	35
Число зажимов, шт.	3	3	4	4	4	5	5	6
Расстояние между зажимами, мм	80	100	120	140	150	180	200	230

Таблица 12-9. Характеристики зажимов по рис. 12-3, *а*

Диаметр каната, мм	Размеры зажима, мм										Длина заготовки, мм	Масса комплекта, мм
	а	*б*	*в*	*г*	*д*	*е*	*ж*	*з*	*и*	*к*		
8,7–9,2	45	30	21	12	10	10	14	45	25	10,5	135	0,30
10–12,5	55	30	26	12	10	12	14	45	28	13,0	135	0,36
13–15,5	70	40	33	14	10	16	18	55	32	16,5	165	0,60
17–18,5	90	50	40	16	12	20	22	75	40	20,0	215	1,10
19,5–22,0	95	50	44	16	12	20	22	75	40	22,0	215	1,40
23–26,0	110	60	50	18	14	22	24	90	45	25,0	260	1,70
28–31,0	120	60	58	18	14	24	26	90	45	29,0	275	2,0
31,5–33,5	135	80	65	20	16	28	30	100	55	32,5	320	3,5

Таблица 12-10. Характеристики зажимов по рис. 12-3, *б*

Диаметр каната, мм	Размеры зажимов, мм								Длина заготовки, мм	Масса комплекта, кг
	а	*б*	*в*	*г*	*д*	*е*	*ж*	*з*		
8,7–9,2	12	14	26	23	65	35	12	5,0	125	0,30
11–12,5	12	14	20	27	75	35	12	6,5	135	0,30
13–15,5	14	16	32	32	80	40	14	8,0	155	0,50
17–18,5	20	22	45	42	100	55	20	10,0	220	1,20
19,5–22,0	20	22	45	45	110	55	20	12,0	220	1,20
23–26,0	22	24	50	51	130	55	22	14,0	250	1,60
28–31,0	24	20	55	58	150	65	24	16,0	280	2,00
31,5–33,5	28	30	70	65	170	80	28	18,0	360	3,50

При креплении канатов непосредственно к грузовым крюкам применяют коуши, предназначенные для окантовки канатов и позволяющие равномерно распределить напряжения в рабочих прядях в местах изгиба.

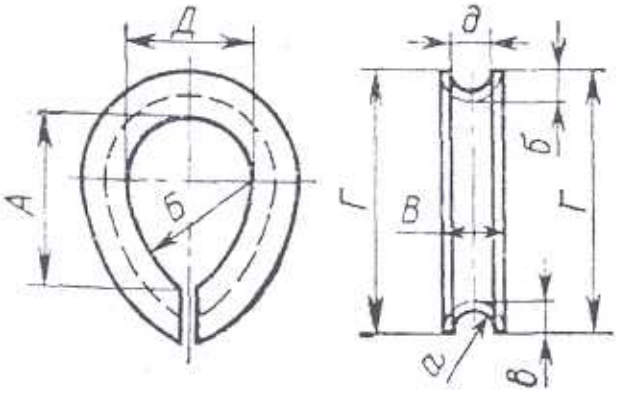


Рис. 12-6. Коуш сердцевидный

Для выравнивания длины ветвей стропов применяют винтовые стяжки – талрепы (рис. 12-7, табл. 12-11). Применение их целесообразно при выемке (выводе) роторов массой до 30 т, якорей возбудителей и при необходимости точного уравновешивания детали.

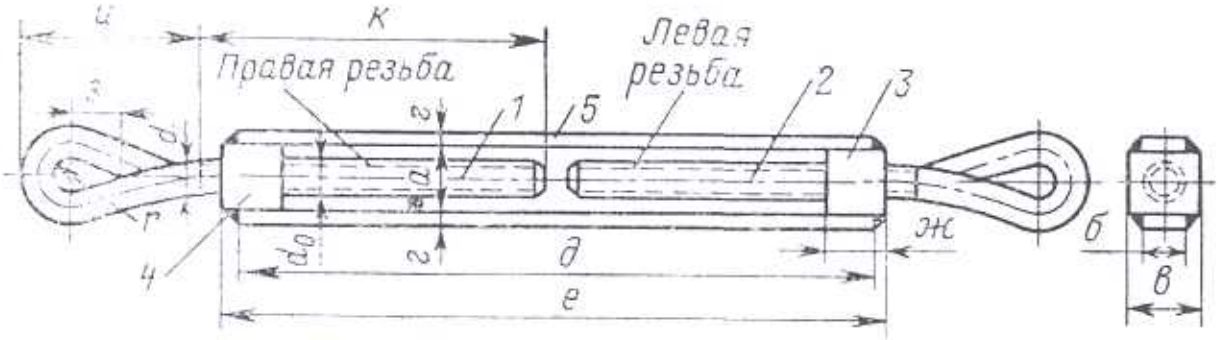


Рис. 12-7. Талреп сварной:
1, 2 – стяжные болты; 3, 4 – гайки; 5 – стержень-стяжка.

Таблица 12-11. Характеристики талрепов, мм, по рис. 12-7

Грузоподъемность, т	*а*	*б*	*в*	*г*	*д*	*е*	*ж*	*з*	*и*	*к*	*d*	d_0	Масса, кг
1	30	20	40	4	400	410	55	30	90	200	16	М16	25
1,5	40	25	45	6	450	475	60	30	120	230	20	М20	4
2	40	30	50	8	500	520	70	36	140	260	24	М24	6
3	50	40	50	10	620	640	80	45	180	325	27	М24	9
5	65	60	80	12	660	685	90	54	210	350	36	М36	30
8	75	80	100	14	800	830	100	73	255	425	42	М42	52
10	90	100	120	16	940	970	120	92	300	500	48	М48	58
15	110	120	140	18	1050	1080	140	110	350	540	56	М56	85

Для подъема на небольшую высоту и создания больших осевых усилий (при съеме полумуфт, бандажей, ступиц вентиляторов и т. д.) применяют реечные, винтовые (рис. 12-8, 12-9, табл. 12-12 и 12-13) и гидравлические домкраты (табл.12-14).

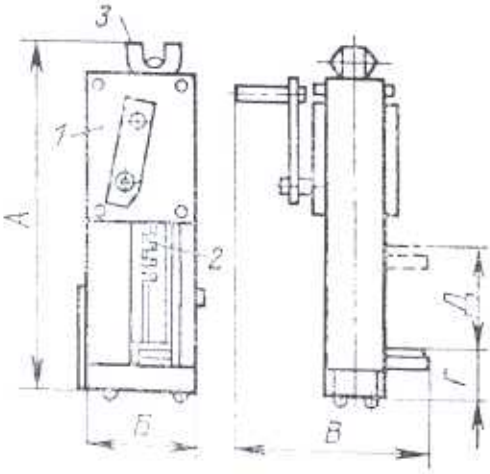


Рис. 12-8. Реечный домкрат [1]
1 – рукоятка; 2 – зубчатая рейка;
3 – пятка домкрата

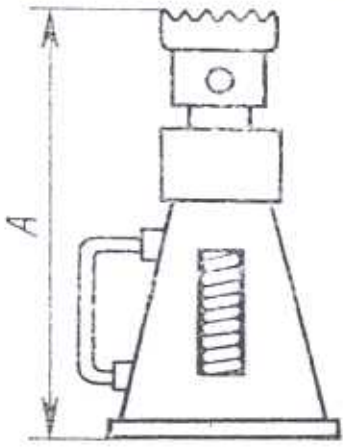


Рис. 12-9. Винтовой домкрат [1]

Таблица 12-12. Технические данные реечных домкратов

Марка домкрата	Грузоподъемность, кН(тс)	Высота подъема Д, мм	Размер, мм				Масса, кг
			А	Б	В	Г	
ДР-3	30(3)	400	710	150	332	60	27
ДР-5	50(5)	350	675	226	350	70	35
ДРМ-5	50(5)	400	700	200	376	67	29,7

Таблица 12-13. Технические данные винтовых домкратов

Тип и марка домкрата	Грузоподъемность, кН (тс)	Высота подъема, мм	Высота домкрата минимальная, мм	Масса, кг
Бутылочный малогабаритный	25(2,5) 30(3) 50(5)	35 45 70	130 180 240	2,8 4,3 7,1
БО-3	30(3)	130	300	6,2
БО-5	50(5)	300	510	17,0
БТ-5	50(5)	300	510	21,0
БТ-10	100(10)	330	585	37,0
БТ-15	150(15)	350	610	48,0
БТ-20	200(20)	290	670	92,0
Винтовой с нижней лапой	50(5)	180	450	20,0

Таблица 12-14. Технические данные гидравлических домкратов

Тип и марка домкрата	Грузоподъемность, кН (тс)	Высота подъема, мм	Максимальное давление, МПа (кгс/см^2)	Высота домкрата минимальная, мм	Масса, кг
Облегченные малогабаритные домкраты без привода треста «Металлургмонтаж»	50(5) 100(10) 250(25) 500(50) 750(75) 1000(100)	75 75 75 100 100 150	40(400) 40(400) 40(400) 40(400) 40(400) 40(400)	160 185 210 279 293 368	3,0 5,8 18,7 36,6 68,0 78,0
ГД-50	500(50)	150	40(400)	480	80,0
Домкраты Ногинского механического завода:					
ДГ-50	500(50)	100	41(410)	220	70,0
ДГ-100	1000(100)	155	39,2(392)	310	175,0
ДГ-200	2000(200)	155	40,8(408)	330	320,0

При центровке роторов, а также необходимости приподнять деталь на небольшую высоту с точной фиксацией положения применяют клиновые домкраты (табл.12-15).

Таблица 12-15. Технические данные клиновых домкратов [1]

Характеристика	Грузоподъемность, тс	
	5	10
Максимальная высота подъема, мм	15	10
Габариты, мм: длина	285	380
ширина	80	170
высота	55	53
Масса, кг	5,5	13,5

Тип домкрата выбирают по требующемуся ходу, скорости движения и грузоподъемности.Для механизации ремонтных работ применяют также ручные кошки, скобы (рис. 12-10, табл.12-16), рым-болты (рис. 12-11, табл.12-17, 12-18).

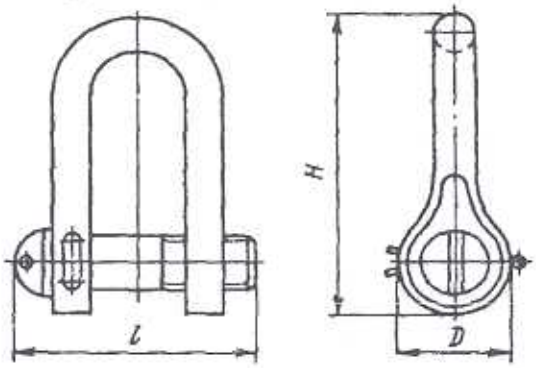


Рис. 12-10. Скоба (тип СА)

Табл.12-16. Технические данные скоб

Допустимая нагрузка, кН (тс)	*D*, мм	*l*, мм	*H*, мм	Масса, кг
25 (2,5)	50	104	131	1,38
50 (5)	75	147	184	4,25
80 (8)	90	185	235	7,99
125 (2,5)	110	216	288	14,28
160 (16)	120	233	320	17,65
200 (20)	130	268	360	26,59
250 (25)	140	289	400	24,47

Таблица 12-17. Основные размеры рым-болтов по ГОСТ 4751-73, мм

Резьба	d_1	d_2	d_3	d_4	*l* не менее	Масса, кг
M8	36	20	8	20	12	0,05
M10	45	25	10	25	15	0,12
M12	54	30	12	30	19	0, 19
M16	63	35	14	36	25	0,31
M20	72	40	16	40	29	0,50
M24	90	50	20	50	35	0,87
M30	108	60	24	63	44	1,58
M36	126	70	28	75	51	2,43
M42	144	80	32	85	58	3,72
M48	162	90	36	95	68	5,54
M56	180	100	40	105	78	8,09
M64	198	110	44	115	93	10,95
M72x6	234	130	52	135	98	18,54
M80x6	270	150	60	160	108	25,40
M100x6	324	180	72	190	133	43,82

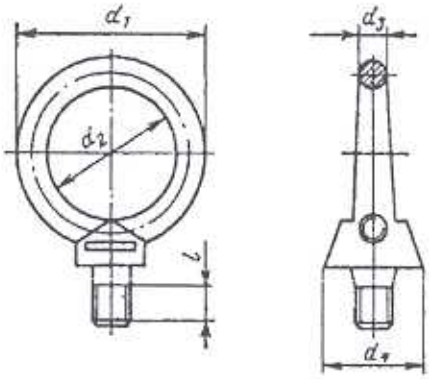


Рис. 12-11. Рым-болт

Следует учитывать следующее:

при подъеме груза направление стропа под углом к вертикальной оси рым-болта свыше 45° не допускается;

для установки в одной плоскости колец ввинченных до упора рым-болтов допускается применение плоских шайб толщиной: до 1 мм – под рым-болты с резьбой М8-М12; не более половины шага резьбы – под рым-болты с резьбой свыше М12.

Таблица 12-18. Грузоподъемность рым-болтов по ГОСТ 4751-73

Резьба	Грузоподъемность на один рым-болт, кг, при направлении стропа		
	по вертикальной оси рым-болта	под углом 45° к вертикальной оси	
		в плоскости кольца	с отклонением от плоскости кольца
М8	120	80	40
М10	200	125	65
М12	300	175	90
М16	550	250	125
М20	850	325	150
М24	1250	500	250
М30	2000	700	350
М36	3000	1000	500
М42	4000	1300	650
М48	5000	1650	800
М56	6200	2000	1000
М64	7500	2500	1250
М72×6	10000	3500	1750
М80×6	14000	4500	2250
М100×6	20000	6500	3250

На рабочих местах по ремонту отдельных узлов (газоохладители, подшипники, возбудители и т.д.) применяются различные тали:

электрические тали цепные с грузоподъемностью 0,125–4,0 т и высотой подъема груза 3,2–12 м (Россия);

электрические тали канатные: грузоподъемность 0,25–10,0 т, высота подъема груза 6–36 м (Россия); соответственно, 0,5–10,0 т и 6–42 м (Болгария); 1,0–10,0 т и 6–24 м (HVAT); 1,0–5,0 т и 5–16,5 м (EKK);

ручные тали шестеренчатые (табл.12-19, рис. 12-12);

ручные тали червячные с грузоподъемностью 1,0–8,0 т и высотой подъема груза 3–12 м (Россия),

ручные тали рычажные типа ТРШСР (Россия, СВПК) с грузоподъемностью 0,5; 1,0; 2,0; 3,2 т, с тяговым усилием до 8 кгс и с высотой подъема от 3 до 12 м.

Таблица 12-19. Основные технические данные талей ручных шестеренчатых по ГОСТ 2799-75

Тип тали	Грузоподъемность, т	Высота подъема груза, мм	Размеры, мм			Усилие тяговой цепи, Н (кг·с)	Масса, кг
			Н (в стянутом виде)	Б	В		
I	0,25	3; 6	280	160	150	250(25)	15
	0,5		320	180	210	320(32)	20
	1	9; 12	360	220	250	320(32)	30
	2		470	250	280	500(50)	50
II	3,2	3; 6; 12	680	280	330	500(50)	70
	5		800	280	350	500(50)	125

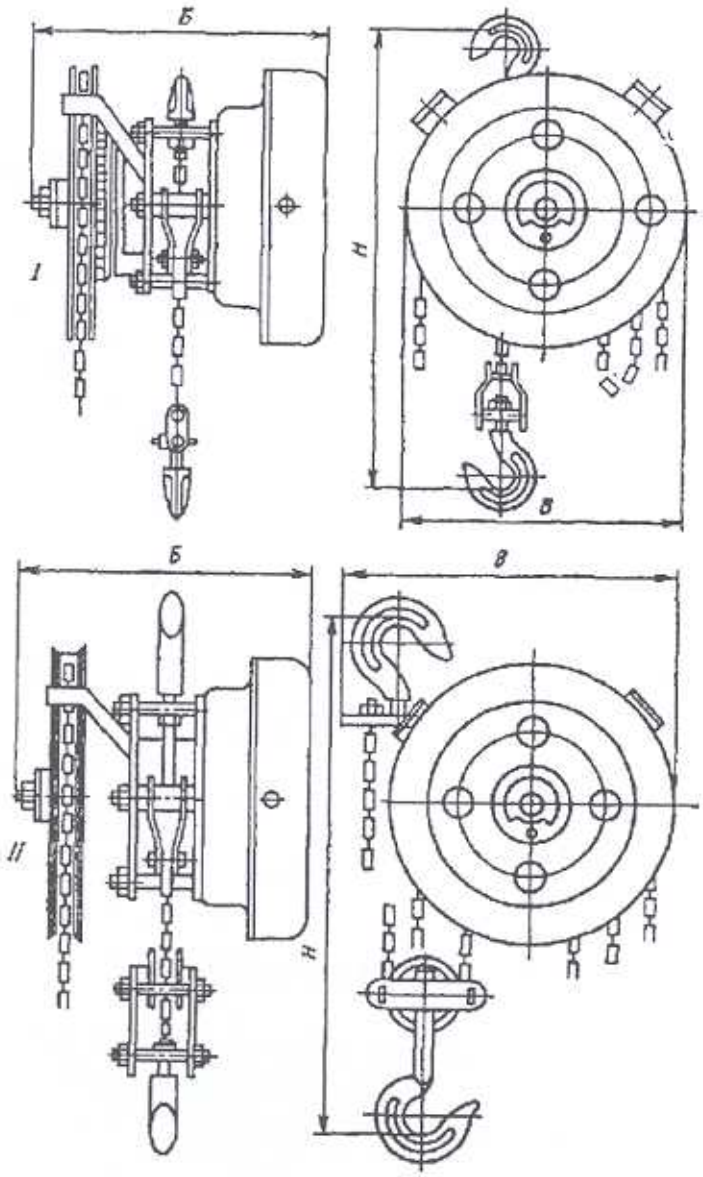


Рис.12-12. Тали ручные шестеренчатые по ГОСТ 2799-75

Большой ассортимент грузоподъемных механизмов и приспособлений, полезных в ремонтной практике, производится различными зарубежными фирмами: Hi-Force Hydraulics Ltd. (Великобритания), Vornbaumen, Casar, Teufelberger, RUD, Spon Set, Rocon, Walterman Gmbh, Juter Product, HADEF, Fels S.A., R.Stahl и др. (Германия, Франция, Швейцария), в частности, через фирму-дистрибьютора ETM (Euro Trade Metals GrouP). Например, следующие:

Таблица 12-20

Наименование механизмов и приспособлений		Тип, модель	Грузоподъемность, т	Высота подъема, м	Масса, кг	Прочие характеристики	
Домкраты гидравлические		J 0202–J 10002	2–100	0,08–0,18	2,15–78	h_{min}=148–330 мм	
Домкраты реечные		HADEF, HAACON	1,5	0,35	13	Усилие на рычаг, кгс	25
			3,0	0,35	20		25
			5,0	0,35	27		25
			10,0	0,35	42		50
Гидроцилиндры (плоские, полые, с фиксирующей гайкой, универсальные, высокотоннажные и др.) и гидродомкраты		Hi-Force	4,5–2000	0,006–0,457	–	–	
Тали электрические цепные		R.Stahl	0,125–5,0	3,0	–	–	
Тали электрические канатные		VT	1,0–80	4,5–40			
Тали ручные	рычажные	HSH	0,75–6,0	1,5	7–30	Тяговое усилие 20–35кгс	
	цепные	HSZ	0,5–10,0	2,5–10,0	9,5–68		
Рым-болты и рым-гайки оцинкованные		DJN 580 и DJN 582	0,14	–	–	M8	
			0,23	–	–	M10	
			0,34	–	–	M12	
			0,7	–	–	M16	
			1,2	–	–	M20	
			1,8	–	–	M24	
			3,2	–	–	M30	
			4,6	–	–	M36	
			6,3	–	–	M42	
			8,6	–	–	M48	
			11,5	–	–	M56	
			16,0	–	–	M64	
Талрепы		DJN 1480	Крюк-кольцо, крюк-крюк, кольцо-кольцо				
Стропы текстильные ленточные (полиэфир)		PCS	2,0–20,0	Ширина петли, м 30–155	Длина петли, м 0,35–1,4	Толщина ленты, мм 11,2–15,2	
		PCS-DD	2,0–20,0	30–340	0,35–1,4	12,8–15,2	
		HB	1,0–10,0	30–160	0,3–1,0	5,2–7,4	

12.2. Щупы и микрометры

Измерение малых зазоров производят металлическими щупами. Щупы комплектуются в наборы (ГОСТ 882-75), заключенные в металлические обоймы. Технические данные по применяемым в ремонтной практике наборам щупов длиной 100 мм [1]:

Наборы	Количество щупов в наборе	Номинальная толщина щупов, мм
Н-1	9	0,02; 0,03; 0,04; 0,05; 0,06; 0,07; 0,08; 0,09; 0,1
Н-2	17	0,02; 0,03; 0,04; 0,05; 0,06; 0,07; 0,08; 0,09; 0,1; 0,15; 0,2; 0,25;0,3; 0,35; 0,4; 0,45; 0,5
Н-3	10	0,55; 0,6; 0,65; 0,7; 0,75; 0,8; 0,85; 0,9; 0,95; 1,0
Н-4	10	0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7;0,8; 0,9; 1,0

Измерение деталей с точностью до 0,01 мм производят микрометрами, микрометрическими глубиномерами, микрометрическими нутромерами, скобами и др. микрометрическими инструментами (табл. 12-21).

Для точных измерений длины деталей используются рулетки измерительные металлические (ГОСТ 7502-89), линейки измерительные металлические (ГОСТ 427-75). Для проверок формы деталей применяются угольники поверочные (ГОСТ 3749-87), уровни рамные и брусковые (ГОСТ 9392-89).

Таблица 12-21. Технические данные микрометрических инструментов

Наименование	Назначение	ГОСТ	Пределы измерения, мм
Микрометры гладкие	Измерение наружных размеров гладких изделий	6507-78	0–25; 25–50; 50–75; 75–100; 100–125; 125–150; 150–175; 175–200; 200–225; 225–250; 250–75; 275–300; 300–400; 400–500; 500–600
Микрометры листовые с циферблатом	Измерение толщин лент и листов	6507-78	0–5; 0–10; 0–25
Микрометры трубные	Измерение толщины стенок труб	6507-78	0–10; 0–25
Микрометры с плоскими и коническими вставками	Измерение наружных размеров изделий из мягких материалов и для измерения резьбы	4380-86	0–25; 25–50; 50–75; 75–100; 100–125; 125–150; 150–175; 175–200; 200–225; 225–250; 250–275; 275–300; 300–325; 325–350
Микрометры рычажные	Измерение наружных размеров изделий	4381-87	–
Микрометрические глубиномеры	Измерение глубин отверстий, уступов и др.	7470-78	0–25; 0–50; 0–75; 0–100
Микрометрические нутромеры	Измерение внутренних размеров изделий	10-88	50–125; 125–200; 200–325; 325–500; 500–800; 800–1250; 1250–1600; 1600–2000;2000–2500; 2500–3150; 3150–4000; 4000–5000; 5000–6000; 6000–7000; 7000–8000; 8000–9000; 9000–10000
Нутромеры индикаторные с ценой деления 0,01 мм	Измерение внутренних размеров изделий	868-82	–
Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм		577-68	0–2; 0–5; 0–10
Штангенциркули ШЦ-1 ШТЦ-1 с губками из твердого сплава ШЦ-2 ШЦ-3	Измерение наружных размеров изделий	166-80	0–125, по нониусу 0,1 0–160, по нониусу 0,05 0–400, по нониусу 0,05
Штангенглубиномеры ШТ	Измерение глубин, отверстий, уступов и др.	162-80	0–250, по нониусу 0,05
Скобы с микрометрическим отсчетным устройством	Измерение наружных размеров крупных изделий	11098-75	–
Головки измерительные пружинные	Измерение биения, конусности и т.п.	6933-81	–
Стойки и штативы для измерительных головок	–	10197-70	–

12.3. Сварочное оборудование [1]

Сварочные работы на переменном токе при ремонте производятся от сварочных трансформаторов (табл. 12-22). Все типы сварочных трансформаторов имеют падающую вольтамперную характеристику.

Трансформаторы типов ТСК и ТС однофазные однопостовые для ручной дуговой сварки переменным током. Регулировка производится перемещением вторичной обмотки ходовым винтом. Трансформаторы ТСК отличаются наличием конденсаторов, повышающих коэффициент мощности.

Трансформаторы типа СТН применяются также для ручной дуговой сварки. Регулировка производится перемещением верхней части магнитопровода.

Трансформаторы типа ТСД используются для дуговой сварки переменным током. Регулировка производится перемещением пакета магнитопровода специальным механизмом с приводом от трехфазного электродвигателя 0,27 кВт, 1400 об/мин. Трансформаторы типов ТСД широко применяются для индукционного нагрева бандажей и других деталей при их съеме и посадке.

Таблица 12-22. Трансформаторы сварочные

Параметры	ТС-120	ТС-300	ТС-500	ТСК-300	ТСК-500	СТН-350	СТН-500	СТН-500А	ТСД-500	ТСД-1000-3	ТСД-2000-2
Номинальный ток, А:											
при ПР=50%	–	–	–	–	–	350	–	–	–	–	–
при ПР=65%	120	300	500	300	500		500	500	500	1000	2000
Номинальное напряжение, В	25	30	30	30	30	30	30	30	45	42	53
Номинальная мощность, кВ·А	9	20	32	20	32	25	32	32	42	76	180
Напряжение х. х., В	68	63	60	63	60	70	60	60	–	–	–
Пределы регулирования тока, А	50–160	110–885	165–650	110–385	165–650	80–450	150–700	150–700	200–600	400–1200	800–2200
Напряжение питающей сети, В		220/380		380	380	220/380	220/380	220/380	220/380	220/380	380
Коэффициент мощности	0,43	0,51	0,53	0,72	0,65	0,5	0,54	0,52	0,62	0,62	0,64
Масса, кг	90	185	250	215	280	220	260	275	445	540	670

Сварочные работы на постоянном токе обеспечиваются электромашинными преобразователями (табл. 12-23). Преобразователи однокорпусного исполнения состоят из сварочного генератора постоянного тока и трехфазного короткозамкнутого электродвигателя. Якорь генератора и ротор электродвигателя насажены на общий вал. В комплект входит пускорегулирующая аппаратура. Генераторы ПС-300, ПС-500, ПСО-300, ПСО-500 имеют самовозбуждение; генераторы ПСО-120, ПСГ-350, ПСГ-500, ПСО-800 – независимое возбуждение от селенового выпрямителя.

Источником сварочного постоянного тока служат также сварочные преобразователи с полупроводниковыми выпрямителями (табл. 12-24). Преобразователи имеют в комплекте питающий трехфазный трансформатор, селеновый выпрямительный блок, пускорегулирующую аппаратуру, вентилятор. Регулировка тока – перемещением катушек первичной обмотки.

Таблица 12-23. Электромашинные преобразователи для дуговой сварки постоянным током

Параметры	ПС-300	ПС-500	ПСО-120	ПСО-300	ПСО-500	ПСО-800	ПСГ-350	ПСГ-500	ДСМ-1000-1, СГ-1000
Номинальный ток при ПР= 65%, А	300	500	120	300	500	800	350	500	1000
Номинальное напряжение, В	30	40	25	30	10	45	30	35	60
Пределы регулирования тока, А	75–340	120–600	30–120	75–320	120–600	200–800	50–350	50–500	–
Тип электродвигателя	А 62-4Т	А 72-4	АВ 42-22	АВ 64-4	АВ 72-4	АВ 82 -4	АВ 61-2	АВ 71– 2	АВ 91-4
Номинальная мощность, кВт	14	28	4	14	28	55	14	28	75
Напряжение питающей сети, В	220/ 380	220/ 380	380	220/ 380	–	–	220	380	220/ 380
Частота вращения, $с^{-1}$	24	24	48	24	24	24	48	48	24
Масса, кг	600	940	155	400	780	1040	400	500	1600

Таблица 12-24.Сварочные преобразователи с полупроводниковыми выпрямителями

Параметры	Преобразователь	
	ВСС-120-3	ВСС-300-2
Номинальный сварочный ток при ПР=65°/о, А	120	300
Номинальное напряжение, В	25	30
Пределы регулирования сварочного тока, А	15–120	40–300
Напряжение питающей сети, В	220	380
Коэффициент мощности	0,60	0,58
Масса, кг	140	240

Газовую сварку и резку металлов ведут резаками и горелками (таблицы 12-25, 12-26). Все инжекторные резаки применяются для ручной резки стали; рукава к ним – диаметром 9 мм.

Резак РДМ-160 применяется для резки цветных металлов и сплавов.

Применяются горелки однопламенные универсальные для ацетилено-кислородной сварки, пайки и подогрева (ГОСТ 1077-79).

Таблица 12-25. Резаки для ручной резки стали

Наименование	Рабочее вещество	Расход газа, $м^3/с \cdot 10^{-2}$	Давление, $Па \cdot 10^5$
Резак «Пламя-62» (инжекторного типа)	Ацетилен	1,7–3,3	0,01–0,1
	Кислород	8,4–115	3,5–14
Резак Р-3Р-62 (инжекторного типа)	Пропан-бутан	1,1–1,9	0,05–0,1
	Метан	3,53	
	Кислород	8,4–115	2–11
Резак РК-63 керосиновый (инжекторного типа)	Керосин	1,9–3,6	1,5–3
	Кислород	11–110	4–12
Резак РДМ-1-60 плазменно-дуговой в комплекте с генератором ПС-500 (ток 250–400 А; напряжение х. х. 90 В)	Аргон	4,15	0,5-3
	Водород	2,1	0,5–3
	Вода	4,7 $мм^3/с$	1,5–2

Вставные резаки РГС-60 применяются к горелкам «Москва» и ГС-3; РГС-62 – к горелкам «Малютка» и ГС-2.

Таблица 12-26. Горелки типов «Москва» и ГС-3

Характеристики	Наконечники						
	1	2	3	4	5	6	7
Толщина металла, мм	0,5–1,5	1–2,5	2,5–4	4–7	7–11	10–18	17–30
Расход газов, $мм^3/с \cdot 10^3$:							
ацетилен	14–35	33–67	64–112	112–196	185–310	294–485	575–785
кислород	15–38	36–73	70–210	120–210	207–330	320–545	530–920
Давление газа на входе,							
кислород, 10^5 Па	0,5–2,5	1,5–4	2–4	2–4	2–4	2–4	2–4
ацетилен, 10^5 Па	*Не ниже 0,01*						
Примечания: 1) используются рукава с внутренним диаметром 9 мм; 2) горелки поставляются в сборе с наконечниками 3, 4, 6 (наконечники 1, 2, 5, 7 – по спецзаказу).							

Приведены технические характеристики различной аппаратуры, применяемой при газопламенной обработке и восстановлении поверхностей. В полевых условиях удобны переносные комплекты.

Газовый металлизатор МГИ-2-65

Максимальная производительность при распылении, кг/с:	
для цинка	$3500 \cdot 10^{-6}$
для алюминия	$900 \cdot 10^{-6}$
Диаметр проволоки, мм	1,5-2.5
Расход, л/с:	
сжатого воздуха	13,3
кислорода	0,0075
ацетилена	0,0053
пропан-бутана	0,0036
Рабочее давление, МПа:	
сжатого воздуха	0,4–0,5
кислорода	0,2–0,5
ацетилена	0,03–0,12
пропан-бутана, не менее	0,08
Вариант исполнения:	
для работы на ацетилене	МГИ-2-65А
для работы на пропан-бутане	МГИ-2-65-П

Переносная установка для газопламенной обработки металлов ПГУ-2-68

Толщина стали, мм:	
при сварке и пайке	До 5
при резке	До 12
Расход кислорода, л/с:	
при сварке и пайке	0,56-1,12
при резке	1,12
Расход пропан-бутана, л/с	0,0014–0,028
Емкость баллонов, л:	
кислорода	5
пропан-бутана	4

Переносный холодоустойчивый ацетиленовый генератор АНВ-1-66

Производительность, л/с	0,35
Давление ацетилена, МПа	0,0025–0,01
Загрузка карбида кальция, кг	4
Объем заливаемой воды, л	84
Масса, кг	36

Переносный ацетиленовый генератор АСМ-1-66 (однопостовой аппарат среднего давления, работает по системе «вытеснение воды»)

Производительность, л/с	0,35
Давление ацетилена, МПа	0,01–0,15
Загрузка карбида кальция, кг	2,2
Объем заливаемой воды, л	14
Масса, кг	22

Таблица 12-27. Технические характеристики редукторов для газопламенной обработки

Марка редуктора	Обозначение редуктора по ГОСТ 6268-68	Максимальное давление на входе, МПа	Рабочее давление, МПа		Пропускная способность, л/с, при давлении		Масса, кг
			наибольшее	наименьшее	наибольшем	наименьшем	
ДАД1-65	АБД-5 30/0,1-1,2	3	0,12	0,01	1,4	0,84	3,5
ДАР1-64	АРД-15 30/0,2-1	3	0,1	0,02	4,2	4,2	14
ДКМ1-70	КБЛ-1 200/0,5-8	20	0,3	0,02	0,28	–	2,3
ДКД-8-65	КБД-25 200/0,5-8	20	0,8	0,05	7	0,84	3,6
ДКД-15-05	КБД-60 200/1-15	20	1,5	0,1	16,7	2,1	3,8
ДКП-5-65	КБО-60 200/1-15	20	1,5	0,1	16,7	2,1	2,4
ДПП-1-65	ПБО-5 25/0,1-3	2,5	0,3	0,01	1,4	0,84	2,2
ДПР-1-64	ПРД-25 25/0,2-3	2,5	0,3	0,02	7	7	14
ДВП-1-65	–	20	1,5	0,01	22	2,8	2,4
ДЗД-1-59М	–	15	1,5	–	0,92	–	–
У-30	–	10	0,4	0,1	0,5	0,08	4,7

Примечания: 1) вторая буква в марке редуктора обозначает: А – ацетиленовый, К – кислородный, П – пропан-бутановый, В – водородный, З – углекислотный;
2) редуктор У-30 – углекислотный.

Рукава резинотканевые. Присоединение горелок и резаков к источникам газа и для питания их жидкостью производится резинотканевыми рукавами. Рукава больших диаметров используют для присоединения пневмо-инструмента и т. д. (воздушные рукава типов Г(IV)-6,3-16-27-У и В(II)-6,3-16-27-У по ГОСТ 18698-79). Рукава напорные типа Б по ГОСТ 8318-57 применяют для керосина и минераловатных масел. Рукав внутренним диаметром 32–50 мм на давление 0,3 МПа применяют для гибких индукторов. Наиболее употребительные диаметры: 9, 12, 16, 18, 36, 38–50 мм.

Рукава для газовой резки и сварки изготавливают по ГОСТ 9356-60: для ацетилена – тип I, для кислорода – тип II (табл. 12-28).

Рукава резиновые высокого давления с металлическими оплетками для соединения гидравлических домкратов, съемников, пресс-форм, толкателей и т. д. изготавливают по ГОСТ 6286-73-(табл. 12-29).

Для присоединения рукава и соединения их между собой применяются ниппеля конусные (рис. 12-13, табл. 12-30 и) и резьбовые (рис. 12-14 и табл. 12-31-1, 12-31-2).

Таблица 12-28. Рукава резинотканевые низкого давления

Внутренний диаметр, мм		Наружный диаметр, мм		
Номинальный	Отклонение	Тип I	Тип II	Отклонение
6	±0,5	13,5	14	±0,5
9	±0,5	17,5	18	± 1,0
12	±0,5	20,5	21,5	± 1,0
16	±1	24,5	25,5	± 1,0

Таблица 12-29. Рукава резинотканевые высокого давления

Тип I с одной металлической оплеткой			Тип II с двумя металлическими оплетками		
Диаметр, мм		Давление, Па·10^5	Диаметр, мм		Давление, Па·10^5
внутренний	наружный		внутренний	наружный	
4	14,5	200	4	17,0	300
6	16,5	190	6	19,0	280
8	18,0	165	8	21,0	250
10	20,5	140	10	23,0	215
12	22,5	135	12	25,0	210
14	24,5	105	14	27,0	175
16	27,5	90	16	29,0	165
16	27,5	135	18	32,0	155

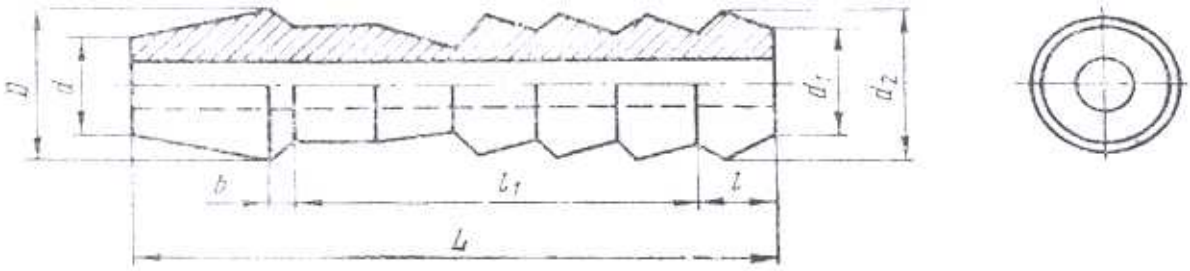


Рис. 12-13. Конусный ниппель

Таблица 12-30. Размеры конусных ниппелей (типа II по нормалям завода «Пневматика»), мм (корпус 1:3) (рис. 12-13)

Внутренний диаметр шланга	D	L	d	d_1	d_2	l	l_1	b
16	21	68	12	17	19	8	48	2
18	25	68	17	22	25	8	48	2

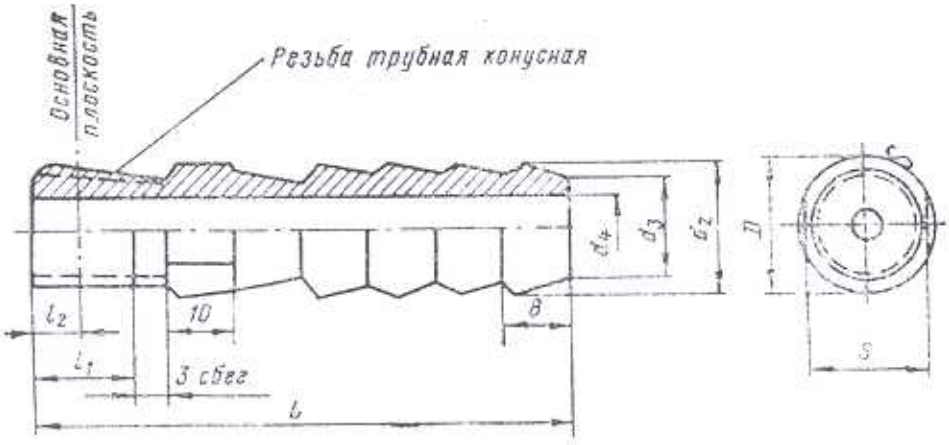


Рис. 12-14. Резьбовой ниппель

Таблица 12-31-1. Размеры резьбовых ниппелей (типа I по нормалям завода «Пневматика»), мм (рис. 12-14)

Внутренний диаметр рукава	D	L	S	d_2	d_3	d_4	l_1	l_2
12	16	65	D -0,24	15	12	8	11	6
16	25	65	D -0,28	19	17	12	12	6
18	30	70	D -0,28	24	21	17	17	9,5

Таблица 12-31-2. Резьба трубная коническая к ниппелям типа I, мм

Внутренний диаметр рукава, мм	Обозначение	Число ниток на 1″	Шаг	Диаметр в основной плоскости			Внутренний диаметр у торца, d_m	Высота витка	Радиус закругления
				Средний, $d_{ср}$	Наружный, $d_н$	Внутренний, $d_в$			
12	1/4	19	1,337	12,302	13,158	11,445	11,071	0,856	0,184
16	3/8	19	1,337	15,807	16,663	14,951	14,576	0,856	0,184
18	3/4	14	1,814	25,281	26,442	24,119	23,524	1,162	0,249

12.4. Электро– пневмо– и гидроинструмент

Ручной инструмент предназначен для механизации трудоемких операций и процессов при выполнении монтажных, слесарно-сборочных и других операций. Ручной инструмент разделен по виду привода – электрический, пневматический. Перечень основных инструментов дан в табл. 12-32.

Электроинструмент выполняют, в основном, для двух напряжений: 36 В (200 Гц) и 220 В (50 Гц) – и применяют для самых различных работ.

В комплект инструмента для разъездных бригад входят электрогайковерты для подтяжки болтов при опрессовке роторов; электрические дисковые пилы для подгонки опалубки, подгонки временной и постоянной расклиновки на перемотке роторов, подгонки пазовых клиньев при ремонте статора; электрошлифовальные машины для чистки меди, зачистки сварных швов, приготовления металлографических шлифов, выборки железа статора и т. д.; электроножницы для раскроя материалов.

Электросверлилки используют не только для сверления, но и как комплектный электропривод для всевозможных приспособлений – фрезерного, для перемотки ленточных материалов, привода редукторов и т. д.

Таблица 12-32. Перечень пневмо– и электроинструмента, наиболее часто применяемого при ремонте генераторов

Наименование	ГОСТ
Пневмомашинки:	
Ножницы ручные пневматические ИП-5401А	14294-75
Молоток рубильный пневматический МОП-9	15997-81Е
Молоток рубильный пневматический Р3 или Р5	15997-81Е
Молоток пневматический МП-6-3	
Машины пневматические ручные шлифовальные ИП 2009А, ИП 2013, ИП 2014, ИП 2015, ИП 2203	12634-80
Машины пневматические сверлильные ручные ИП 1016, ИП 1103, ИП 2102 Машины ручные сверлильные пневматические ИП 1020, ИП 1022	10212-80
Электромашинки:	
Машины ручные шлифовальные электрические ПШМ-125	11096-80
Машины шлифовальные угловые МШУ-0,6-115 и МШУ-1,8-230	
Машины ручные сверлильные электрические ИЭ 1017А, ИЭ 1008, ИЭ 1019	8524-80
Ножницы ручные электрические ИЭ 5402	20524-80
Ножницы электрические ИРЭИ-520	
Пилы ручные электрические дисковые по дереву ИЭ5104, ИЭ 51107	11094-80
Машины ручные сверлильные электрические ИЭ 1036, ИЭ 1038, ИЭ 1022, ИЭ 1505 БЭ,	8524-80
Вспомогательные электроприборы и аппараты:	
Электропаяльник бытовой	7219-83
Пылесос промышленный электрический	16999-79
Соединение двухполюсное штепсельное ИЭ 9901	7396-76

Технические данные наиболее употребительного электроинструмента приведены в табл. 12-33.

При работе с электроинструментом должны строго соблюдаться все правила техники безопасности. Электроинструмент на напряжение 36 В применяют при работе в помещениях с повышенной опасностью и вне помещения.

В обычных помещениях разрешается применять для электроинструмента напряжение 220 В при надежном заземлении корпуса инструмента.

Электроинструмент не реже 1 раза в месяц проверяют и испытывают; на корпусе должна быть указана дата следующего испытания.

Таблица 12-33. Электроинструмент

Наименование	Характеристика	Мощность, Вт	Габариты, мм	Масса, кг	Частота вращения, $с^{-1}$
Напряжение 220 В					
Электрошлифовальная машина ИЭ-2005	Диаметр круга 100 мм	400	535x122x112	4,35	90
Электрошлифовальная машина с гибким валом ИЭ-8201	Диаметр круга 200 мм	850	300x160x225	25	–
Электроножницы ИЭ-5402	Толщина металла 2,7 мм	270	270x105x250	2,8	25
Электрогайковерт ИЭ-3101	Диаметр резьбы М20	270	427x75x132	4,4	10
Электропила дисковая ИЭ-5101	Диаметр пильного диска 200 мм	800	372x280x273	6,6	45
Электропила дисковая ИЭ-5104	Диаметр пилы 200 мм	600	280x350x300	11,5	40
Электроточило БЭТ– 1	Диаметр круга 100 мм	250	280x140x230	7,7	46
Комплект электроинструмента (ИЭ-6001):					
насадка для сверления	Диаметр сверления до 14 мм	120 410	275x75x100 371x165x165	22 17,5	– 16
ножницы	Толщина материала 2,5 мм			–	
гайковерт	Резьба М24				
стальная щетка	Диаметр 150 мм				
Напряжение 380–220 В					
Преобразователь частоты ИЭ-9401	–	4000	603x282x340	57,7	
То же ИЭ-9402	–	3750	600x340x310	72	
То же ИЭ-9403	–	1200	335x335x253	39	
36 В, 200 Гц					
Электрошлифовальная машина ИЭ-2004	Диаметр круга 150 мм	800	585x166x158	5,5	53
То же ИЭ-2002	То же	800	585x166x158	5,2	64
Электрогайковерт ИЭ-3107	Резьба М20	2706	490x90x141	5,5	195

Пневматический инструмент применяют для тех же работ, что и электроинструмент. Технические данные приведены в табл. 12-34.

Шлифовальные пневматические машинки, имеющие частоту вращения 50–90 $с^{-1}$, обеспечивают высокую чистоту обработки. При чрезмерном увеличении сопротивления пневмоинструмент замедляет ход вплоть до полной остановки без ущерба для обрабатываемой поверхности и самого инструмента. Пневмомолотки МО-10П, МО-6М применяют для заклиновки и расклиновки пазов ротора.

Для опрессовки лобовых частей обмотки ротора применяют пневмогайковерт большой мощности ИМ-3105 (рабочее давление воздуха – 0,5 МПа).

Таблица 12-34. Пневмоинструмент (Россия)

Наименование	Тип	Характеристика	Мощность, Вт	Частота вращения, $с^{-1}$	Расход воздуха, $м^3/с \cdot 10^{-2}$	Диаметр шланга в свету, мм	Габариты, мм	Масса, кг
Сверлильная машина	ИП-1009	Сверло до 9 мм	300	50	1,1	9	165x55x150	1,08
То же	ИП-1020	Сверло до 12 мм	440	50	1,7	13	225x57x155	1,8
То же	ИП-1022	Сверло до 19 мм	590	18	2,04	13	370x61x157	2,3
То же	ИП-1014	Сверло до 32 мм	1470	5	3,4	16	600x120x350	12
Сверлильная машина угловая	ИП-1103	Сверло до 32 мм	1840	9	3,24	18	395x96x215	7,5
Реверсивный гайковерт	ИП-3105	Резьба до 42 мм	–	10	3,4	16	575x250x196	15,7
Угловой реверсивный гайковерт	ИП-3205	Резьба до 42 мм	–		1,52	18	365x110x195	9,5
Шлифовальная машина	ИП-2009а	Круг до 60 мм	440	212	1,52	13	475x73x70	2,0
То же	ИИ-2002	До 100 мм	740	133	2,04	13	512x115x93	3,2
	ИП-2001	До 150 мм	1250	85	2,55	16	568x178x142	6
Угловая реверсивная щетка	МУП-1	Щетка до 90 мм	590	116	1,7	13	420x105x130	2,4
То же	УПШР-1	Щетка до 110 мм	590	50	1,36	13	370x125x119	3,4
Угловая шлифовальная машина	ИП-2102	Круг до 175 мм	1470	140	3,74	13	362x260x175	4,6
Отбойный молоток	МО-10П	Удар 45 Дж	–	–	2,12	16	572x90x170	10
То же	МО-6М	Удар 38 Дж	–	–	2,55	16	532x90x170	6,5

Этот перечень может быть дополнен некоторыми данными об ассортименте инструментов, выпускаемых зарубежными фирмами:

Электроинструмент фирмы SPARKY и ELTOS (Болгария-Германия, Bosch):

электродрели BU-100E, BUR-102 E, BUR-150 E, BUR-2;

угловые шлифовальные машины M-600, M-600E, M-850, M-850E, MA-1800, MA-2000, WSA-2300.

Электроинструмент фирмы Bosch (Германия):

угловые шлифовальные машины GWS-18-230;

электродрель PSB-450R.

Электроинструмент фирмы ARIAS CEPCO (Германия):

электродрели BU-32, DE 10RQ, DE 13RQ,

ударные дрели SB 2E 18R/SK, PDE 13RQ/SK, , PDE 16RQ/SK;

угловые шлифовальные машины AG 805-125 XC, WSAB 1800, WSBA 2300;

пылесос промышленный AS 1 Standard, WQC 1400A.

Пневматический инструмент фирмы INGERSOLL-RAND

Инструмент	Присоединительный квадрат, дюйм	Частота вращения, мин$^{-1}$	Рабочий момент, Нм	Максимальный момент, Нм
Угловые гайковерты	1,4–3,8	160–300	7–82	27–95
Ударные гайковерты	1,2–3,8	5000–14500	312–1380	1500–1600
Пневмомолотки с диаметром зубила 10,2 мм, длиной 188–465; число ударов в мин 3000–4600	–	–	–	–
Дрели с диаметром сверла 10–13 мм и частотой вращения 650–4500 мин$^{-1}$	–	–	–	–

Гидравлический инструмент фирмы Hi-Force Hydraulics Ltd. (Великобритания):

- гидравлические динамометрические ключи, предназначенные для применения в тех местах, где имеется ограничение пространства и/или требуется особенно высокий крутящий момент на выходе; гидроключи существуют двух типов: с присоединительным квадратом для торцевых головок и с шестигранными сменными кассетами, которые надеваются непосредственно на гайку/болт; момент затяжки от 1727 до 80524 Нм; мощный гидравлический поршень двустороннего действия позволяет быстро и легко затянуть или ослабить гайки/болты;
- гидравлические шпильконатяжители (тензорные домкраты), обеспечивающие самый точный метод натяжения болтовых соединений (принцип действия основан на непосредственном натяжении шпильки с помощью гидроцилиндра особой конструкции и резьбовой вставки, навинченной на шпильку); ассортимент шпильконатяжителей охватывает диапазон шпилек от М16 до М100;
- гидравлические гайкорезы, которые прекрасно подходят для удаления изношенных, повреждённых или подвергнутых действию коррозии крепёжных деталей, которые не могут быть отвинчены с использованием ключей или шпильконатяжителей; для размеров гаек от 13 до 50 мм;
- промышленные пневматические ударные гайковёрты – один из наиболее часто используемых инструментов в промышленности; идеально подходят для завинчивания и быстрого отвинчивания болтовых соединений; момент затяжки от 1085 до 2900 Нм;
- гидравлические и механические разгонщики фланцев, используемые для разгона самых плотных фланцевых соединений после удаления болта; усилие 5 и 10 т для фланцев с максимальными размерами 2x57 мм и 2x92 мм;
- гидравлические съёмники, используемые для снятия с валов шкивов, подшипников, маховиков, шестерен и др; 2-х и 3-х захватные с усилием от 4,5 до 50 т;
- гидравлические резаки, используемые для резки троса диаметром до 90 мм, резки стального стержня диаметром до 50 мм и резки цепей размером до 46 мм;
- гидравлические перфораторы, предназначенные для пробивки отверстий в металлических изделиях с толщиной стали до 10 мм.

12.5. Шлифовальные круги

Шлифовальные круги различают по следующим признакам: по виду абразивного материала, зернистости, связке, твердости, структуре (строению), форме и размерам [1].

Абразивный материал. Абразивный материал представляет собой минерал естественного или искусственного происхождения, раздробленный на зерна определенной величины.

К естественным абразивным материалам относятся кварц, гранит, наждак, корунд и алмаз.

Искусственные материалы имеют более высокие и однородные качества, чем естественные. Важнейшие искусственные абразивные материалы: электрокорунды, карбид кремния, карбид бора, синтетический алмаз и эльбор.

Электрокорунды бывают четырех видов: электрокорунд нормальный – Э; электрокорунд белый – ЭБ; электрокорунды легированные с различными добавками (хромистый – ЭХ, титанистый – ЭТ); монокорунд – М.

Карбид кремния является ценным шлифующим материалом. Важнейшими свойствами этого абразивного материала являются высокая твердость (тверже его только алмаз и карбид бора) и высокая абразивная (режущая) способность) вследствие того, что его зерна имеют острые режущие грани. Карбид кремния очень теплоустойчив: выдерживает температуру до 2050°С.

Связка. Связки подразделяются на неорганические и органические. К неорганическим связкам относятся керамическая, силикатная и магнезиальная, к органическим – бакелитовая и вулканитовая:

Вид связки	Условное обозначение
Керамическая	К
Бакелитовая	Б
Вулканитовая	В
Керамическая или бакелитовая	КБ
Керамическая или вулканитовая	КВ
Бакелитовая или вулканитовая	БВ
Керамическая, бакелитовая или вулканитовая	КБВ
Силикатная	С

Круги, изготовленные на керамической связке, имеют наибольшую пористость и поэтому меньше засаливаются, легко режут металл и, обладая хорошей водоупорностью, допускают шлифование с охлаждением.

В силикатной связке (С) в качестве основного связующего материала применяется жидкое стекло. Круги на такой связке быстро изнашиваются, но работают с малым выделением тепла. Они применяются, когда поверхность детали чувствительна к повышению температуры при резании, и обычно используются без охлаждения.

Магнезиальная связка имеет ограниченное применение, так как круги, изготовленные на этой связке, неоднородны, быстро и неравномерно изнашиваются. Они гигроскопичны, и их можно использовать только для сухого шлифования.

Бакелитовая связка (Б) в качестве главной составляющей использует жидкий или порошкообразный бакелит (искусственная смола). Круги обладают большой прочностью, но быстро изнашиваются. При повышении температуры в зоне резания выше 300°С связка начинает выгорать, а зерна преждевременно выкрашиваются. Указанные круги используют главным образом для работы без охлаждения. Круги на бакелитовой связке работают при окружных скоростях, достигающих 35–50 м/с. Упругость связки дает возможность изготавливать тонкие круги толщиной 0,5 мм для прорезных работ.

Вулканитовая связка (В) приготовляется из каучука, подвергнутого вулканизации. Круги на вулканитовой связке обладают большей упругостью, чем на бакелитовой, и поэтому также применяются для прорезных работ. Они характеризуются значительно меньшей пористостью, при температуре 150°С связка размягчается и начинает выгорать.

Твердость шлифовального круга. Под твердостью абразивного инструмента понимается сопротивляемость связки вырыванию абразивных зерен с поверхности инструмента под влиянием внешних усилий. Ниже приведена шкала твердости шлифовальных кругов:

Обозначение твердости круга	Степень твердости
М (мягкий)	М1, М2, М3
СМ (среднемягкий)	СМ1, СМ2
С (средний)	С1, С2
СТ (среднетвердый)	СТ1, СТ2, СТ3
Т (твердый)	Т1, Т2
ВТ (весьма твердый)	ВТ1, ВТ2
ЧТ (чрезвычайно твердый)	ЧТ1, ЧТ2

Маркировка шлифовальных кругов. На поверхность круга несмываемой краской наносятся условные обозначения, дающие полную характеристику шлифовального круга. Например, круг имеет маркировку ЧАЗ 39А40СМ2К6, ПП660х20х305-35. Это обозначает: ЧАЗ – завод-изготовитель – Челябинский абразивный завод, 39А – абразивный материал – белый электрокорунд повышенного качества (А) с содержанием окиси алюминия не менее 90% (9), 40– зернистость (размер зерен основной фракции 500–400 мкм), СМ2 – твердость (среднемягкая второй степени твердости), К – связка (керамическая), 6 – структура связки номер 6, ПП – геометрическая форма (круг плоский прямого профиля), 600 – наружный диаметр круга (600 мм), 20 – высота шлифовального круга (20 мм), 305 – диаметр отверстия круга (305 мм), 35 – окружная скорость круга, при которой обеспечивается безопасная работа (35 м/с).

Выбор и установка шлифовального круга. Электрокорундовые круги, как правило, применяются для обработки деталей из более вязких металлов. К их числу относятся углеродистые и легированные закаленные и незакаленные стали, ковкий чугун и мягкая бронза.

Круги из карбида кремния используют главным образом для шлифования деталей из хрупких металлов – серого чугуна, твердых сплавов, алюминиевых и бронзовых отливок, твердой бронзы и др.

Выбор твердости круга. Чем мягче металл обрабатываемой детали, тем тверже должен быть круг, и наоборот. При увеличении поверхности контакта круга с деталью применяют более мягкие круги.

Зернистость круга выбирается в зависимости от припуска, требуемого класса чистоты обработки и точности размеров. Для черного шлифования необходимы крупнозернистые круги, а для отделочного и фасонного шлифования – мелкозернистые.

Структура круга. При чистовых и фасонных работах применяют круги более плотной структуры, чем при черновых. Для обработки деталей из вязких и мягких металлов, легче засаливающих круг, применяют высокопористые круги. С увеличением площади контакта шлифовального круга с деталью увеличивается объем стружки, срезаемой каждым зерном круга, поэтому в таких случаях также применяют пористые круги. Рекомендуется применять круги большего диаметра вследствие уменьшения удельной нагрузки на зерна, замедления износа круга.

Расчет мощности. Мощность N для привода шлифовального круга приближенно определяется по формуле, Вт:

$$N = FnD/1950,$$

где F – тангенциальная сила, Н; n – частота вращения, c^{-1}; D – диаметр круга, мм.

При расчете для ручных шлифовальных машин сила F выбирается в зависимости от диаметра:

D, мм	F, Н
100	10
125	20
150	30
200	40

Для стационарных шлифовальных станков рассчитанную силу увеличивают в 2 раза. Для кругов диаметром 300–400 мм принимается F = 100 Н.

Ниже приведены наиболее употребительные размеры полировальных гибких кругов формы ПП (нормаль ОХ-712-63, электрокорунд нормальный, зернистость 50-16) , мм.

13x20x4,
16x1x5–16x25x5,
20x4x6–20x32x6,
40x4x13–40x25x13,
60x8x20–60x40x20,
80x6x20–80x6x20,
100x4x20–100x20x20,
125x6x32–125x50x32,
150x6x32–150x10x32
175x6x32–175x20x32,
200x6x76–200x40x76,
250x6x76–250x32x76,
300x13x127–300x50x127,
350x32x127–350x50x127,
400x32x127–400x40x127,
500x32x203–500x75x203,
500x32x305–500x75x305.

Круги формы ПП на бакелитовой связке изготавливаются размерами от 100x5x20 до 900x100x305 мм.

Круги на бакелитовой связке, армированные металлическими кольцами для скорости 50 м/с, имеют размеры от 300x40x75 до 600x75x305 мм.

Круги ПП на бакелитовой связке с упрочняющими прокладками для скорости 65 м/с имеют размеры: 150x25x32, 200x25x32–250x8x32.

Круги формы ПП на вулканитовой связке для скорости 50 м/с имеют размеры: 60x13x20, 80x16x20 и от 100x16x20 до 500x150x305.

Форма и условные обозначения шлифовальных кругов даны в табл. 12-35.

Таблица 12-35. Шлифовальные круги [1]

Наименование	Условное обозначение	Форма круга
Плоский прямого профиля	ПП	
Плоский с выточкой	ПВ	
Плоский с конической выточкой	ПВК	
Плоский с выточкой с двух сторон	ПВД	
Диск	Д	
Кольцо	1К	
Чашка цилиндрическая	ЧЦ	
Чашка коническая	ЧК	
Тарелка	1Т, 2Т, 3Т	

12.6. Приспособления, пресс-планки и пресс-кольца для ремонта ротора

Разборка ротора для смены деталей, ремонта обмотки и полной замены изоляции (перемотки) проводится с применением специального инструмента и приспособлений. В табл. 12-36–12-39 приведены описания и даны краткие технические характеристики приспособлений и специального инструмента, применяемых в стационарных условиях и в условиях ремонтных баз (заводов).

Раздел составлен, в основном, по данным о комплектах оснастки, применявшихся специализированными ремонтными предприятиями (бывш. системы Главэнергоремонта). Использованы частично материалы [1]. Рисунки приспособлений вынесены в конец таблицы.

Кроме указанных в табл. 12-36–12-39 приспособлений при ремонте ротора применяются опоры для установки ротора (по длине бочки и под шейки), винтовые и гидравлические приспособления для снятия и надевания бандажей, для механизированной заклиновки и расклиновки пазов, приспособления для транспортировки катушек, для рихтовки меди, для проверки ротора на газоплотность, для съема контактных колец, а также гибкие стропы для подвески катушек, доска для осадки витков и др.

Таблица 12-36. Приспособления для ремонта ротора

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
–	Приспособления для съема бандажей с применением реечных домкратов	Вместо гидравлических домкратов устанавливаются два реечных на усилие 100 кН. Упорное кольцо заменяют угольниками 100x100, закрепляемыми на бочке ротора	1 компл.	–
12-15	Специальные машины для съема бандажей	Применяются два типа стационарных машин: специальный трубчатый гидравлический пресс завода «Электросила»; электрогидравлическая машина с гидромоторами	1 компл.	–
12-16	Индуктор для нагрева бандажных колец жесткий.	Предназначен для индукционного нагрева бандажных колец при съеме и надевании. Состоит из однослойной катушки, выполненной из медной трубки, скрепленной стеклотекстолитовыми планками. Трубки изолируются асбо- или стеклолентой на жаростойком лаке. Внутренний диаметр индуктора (измеренный по планкам) на 15–20 мм больше наружного диаметра бандажа. Количество витков и размеры трубок зависят от размеров бандажа	1 компл.	Для генераторов Т2-50-2, ТВ2-100-2, ТВФ-100-2, ТВВ-165-2 в индукторе 24 витка, трубки размерами 19x2,5–19x1,5. Ток индуктора 1200 А 50 Гц при напряжении 120–130 В.
12-17, 12-18, 12-19	Индуктор для нагрева бандажных колец гибкий	Состоит из гибкого провода сечением 150–250 мм^2, продетого в шланг диаметром 25–85 мм. Концы провода припаяны к специальному наконечнику, состоящему из двух конических штуцеров, сложенных основаниями. К одному припаивается твердым припоем провод индуктора, к другому – медная пластина с отверстием для прикрепления питающего кабеля. Подвод воды через штуцер. Длина шланга 100–120 м. Питание индуктора: может быть использован один трансформатор ТСД-2000 или два в параллель	1 компл.	Гибкий индуктор применяют для нагрева бандажей, полумуфт, центрирующих колец, заплечки изоляции под контактные кольца и т. д.

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
12-20	Трансформатор для питания индуктора	Специальный трансформатор (мощность 114–152 кВА, напряжение 390/127–105–95 В, ток 1200 А)	1 компл.	–
12-21	Выколотки для выбивки и забивки пазовых клиньев ротора	Изготавливают из стали 40Х, 45 с наплавкой меди на рабочую поверхность. Один конец соответствует форме средней части клина, второй выполняется с заточкой под отбойный молоток	10–15 шт	Для тугосидящих клиньев применяется утолщенная выколотка с рукояткой и головкой для кувалды
12-22	Приспособление для очистки меди обмотки: химическое	Состоит из ванн с размерами, превышающими на 80–100 мм размеры самой большой катушки, глубиной не менее 500 мм. На дне ванны нагреватели (змеевики, нагреваемые паром, трубчатые нагреватели, питающиеся от сварочного трансформатора)	1 шт.	–
	То же: механическое	Металлические круглые щетки, вращающиеся от привода с гибким валом, или гибкие круги на вулканитовой связке	4–6 шт.	–
12-23	Рихтовочные струбцины. В условиях ремонтной базы струбцины могут быть заменены гидроцилиндрами с усилием 100–200 кН	Мощные струбцины, рассчитанные на усилие 200–300 кН, с винтом М30–М40 или двумя винтами для одновременной рихтовки по плоскости и по ребру	7–24 шт.	Из расчета по одной струбцине на 300 мм длины катушки.
12-24	Приспособление для устранения деформации витков	Состоит из швеллерной рамы с прорезями по четырем углам, в которых болтами М20–М24 закреплены четыре оправки; наружная поверхность оправок выполнена по форме угла катушки. Размеры рамы и прорезей соответствуют размерам самого большого и самого малого деформированного витка	1 компл.	–
12-25, 12-26	Шиногиб (приспособление для загиба роторной меди на ребро)	Состоит из швеллерной балки с двумя секторами, вокруг которых поворачиваются ролики, изгибающие (или выпрямляющие) «на ребро» роторную медь	2 шт.	В условиях ремонтной базы шиногиб оборудуется механическим приводом
–	Станок для чистки и рихтовки меди	Предназначен для чистки прямой меди или полувитков. Состоит из трех блоков: блока рихтовки по плоскости, блока чистки (двумя вращающимися стальными проволочными щетками), блока рихтовки «на ребро». Блоки рихтовки снабжены тянущими роликами. Станок оборудован мощной вентиляцией	1 шт.	–
12-27	Стойки для подвески катушек при изолировке, калибровке и чистке меди	Каждая стойка состоит из горизонтальной стальной плиты размером около 500x500x10 мм с приваренной к ней вертикально швеллерной балкой № 10–20, длиной 800–1000 мм, имеющей в полке отверстия для штырей диаметром 12–14 мм, длиной 600–800 мм, на которых развешиваются витки катушки. Стойка крепится на массивном деревянном столе 1000x1000 мм высотой 1000–1200 мм	6–12 компл.	В зависимости от длины катушек (не менее двух на каждую) и числа рабочих мест

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
12-28	Установка для подвески катушек при укладке обмотки ротора	Конструкция из двух П-образных трубчатых стоек, несущих сверху две продольные перекладины, на которые подвешиваются катушки; стойки прикрепляются к временным опорам ротора	2 компл.	–
12-29	Калибр для роторной меди	Проходные калибры толщиной 6–10 мм с допусками: +0,03 мм по толщине и ±0,05 мм по ширине сечения меди	2 шт.	–
12-30	Приспособление для фрезеровки наклонных скосов в зубцах ротора	Предназначено для фрезеровки наклонных скосов в коронках зубцов. Снабжено специальным кондуктором. Состоит из стоек с профильными основаниями по форме роторного клина, устанавливаемых в пазы. К стойкам на маятниковом подвесе укрепляется электросверлилка с фрезой и тянущим винтом подачи. Тангенциальные и осевые усилия воспринимаются опорно-упорным подшипником, расположенным на той же стойке.	2–3 компл.	–
-	Приспособление для фрезеровки вентиляционных каналов	Состоит из электросверлилки с опорно-упорным шарикоподшипником, смонтированной на специальной плите, крепящейся хомутом к валу ротора или на стойках, устанавливаемых в пазы ротора	1 компл.	–
12-31	Приспособление для фрезеровки шлицев	Состоит из двух стальных плит, соединенных шарнирами; на верхней плите смонтированы две стойки с роликовыми подшипниками для вращающейся оправки с насаженной на нее фрезой и шкивом привода от мотора 1,8 кВт	2 компл.	–
12-32	Облегченный шаблон для сборки, пайки катушек и формовки катушек	Состоит из двутавровой рамы, по которой передвигаются стойки, с дугами, выполненными по радиусам нижних витков катушек. По дугам передвигаются кронштейны для укладки обмотки с зажимами для крепления меди при пайке	1 компл.	При длине 8 м и ширине 1,1 м с набором сменных дуг приспособление применимо для роторов мощностью 200–300 МВт
12-33, 12-34	Стол для опиловки витков	Металлическая рама из угловой стали размером 40x40 мм на деревянном помосте 9000x800x40 мм, оборудованная кронштейнами для крепления полувитка болтами М12 и вентиляционным коробом сечением 300x300 мм	1–2 компл.	–
12-35, 12-36, 12-37	Пресс-кольца для опрессовки обмотки	Каждое пресс-кольцо состоит из двух стальных колец сечением 30–40x80–100 мм, соединенных болтами М20 с надетыми на них дистанционными втулками. Между кольцами установлены сухари с резьбой ТРАП 36 и болтами с наконечниками	-	Количество и размеры пресс-колец указаны в табл. 12-37. Материал колец – сталь 30, 35, болтов и сухарей – сталь 40, 45
–	Клинья для опрессовки пазовой части	Выполняются по форме и размерам пазового клина (уменьшенного по высоте на 4–5 мм) из стали 45 или дюралюминия Д16Т с резьбовыми отверстиями для болтов М20. Расстояние между отверстиями 50–80 мм	По всей длине пазов	Можно использовать имеющиеся старые клинья с отверстиями для балансировочных грузов

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
12-38	Пресс-планки	Стальные планки прямоугольного сечения для прессовки роторной обмотки. Полосы из стали толщиной 3–5 мм под составные пресс-планки. Размеры и количество указаны в табл. 12-38	По всей длине паза	Для прессовки роторов мощностью от 6 до 300 МВт – два набора планок сечением 21x60 и 25x70 мм
–	Ключ-трещотка для опрессовки	Ключ соответствует размеру головки опрессовочных болтов. Длина рукоятки ключа составляет: при прессовке пресс-кольцами – не более 1000 мм; клиньями – 400 мм.	4 шт.	–
–	Бронь для опрессовки лобовых частей	Набор стальных сегментов	1 компл.	–
–	Приспособление для выемки витков	Описание и рис. 12-90 в табл. 12-40	3 шт.	
12-39	Нож для обрезки пазовых гильз		2 шт.	–
–	Приспособление для наложения изоляции на втулку контактных колец	Сварная рама из уголков 50x50 со смонтированными на ней двумя параллельными валами с рукоятками, на четырех подшипниках	1 шт.	На одном валу укрепляется втулка, на втором рулон изоляции
12-40	Сегментное приспособление для опрессовки изоляции контактных колец	Состоит из стальных сегментов и пресс-колец с болтами	1 компл.	
12-41	Приспособление для продувки вентиляционных каналов обмотки ротора	Состоит из двух насадок с наконечниками –напорной и измерительной –с двумя отводами для присоединения микроманометра типа ММХ-1	1 компл.	–
12-42	Домкрат для опрессовки пазовой части обмотки ротора	Состоит из основания, выполненного по форме пазового клина с прикрепленными к нему массивной стойкой, кронштейном, опирающимся одним концом на зубец ротора. Второй кронштейн с прессовочным винтом М36 может поворачиваться на вертикальной оси во втулках, приваренных к другому концу стойки.	6–12 шт.	Устанавливаются на расстоянии 400–500 мм друг от друга
–	Отвертка специальная	Отвертка с приваренной к ней поперечной рукояткой	2 шт.	–
12-43	Ключ для контактного винта токоведущего болта	Ключ торцевой специальный	1 шт.	–
12-44	Ключ для гайки уплотнения токоведущего болта	Ключ торцевой специальный	1 шт.	–
12-45	Ключ для токоведущего болта	Ключ торцевой специальный	1 шт.	–
12-46	Ключ для гайки крепления бандажа	Разъемный стальной диск с вырезами и выступами	1 шт.	–
12-47	Ломик для выемки обмотки	Длинный стальной клин для подъема витков	12 шт.	–
12-48, 12-49	Пресс-форма для при-печки витковой изоляции	Конструкция из четырех стальных пресс-планок, стягиваемых болтами, укрепленных на швеллере	2 компл.	В условиях ремонтной базы припечка ведется в гидропресс-формах

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
12-50	Мерительная скоба	Скоба из листовой стали с приваренными к ней втулками для мерительных винтов. Размер на скобе измеряется микрометрическим нутромером (см. табл. 12-39)	1 шт.	Применяется для предварительной оценки размеров. Для точных измерений – при отсутствии стандартных микрометрических скоб – скоба должна пройти метрологическую аттестацию
12-51	Стойка для хранения роторных гильз	Деревянная конструкция из брусков 50x50 мм с вырезами на поперечинах	4–6 шт.	–
–	Осадочная доска для гильз	Деревянная доска длиной на 100 мм больше длины бочки ротора, высотой – на 50 мм больше высоты паза, шириной – на 1 мм меньше ширины витка	2 шт.	Применяется также для испытания гильз
12-52	Временное центрирующее кольцо	Стальное кольцо толщиной 20–50 мм с внутренним диаметром – по диаметру места посадки постоянных центрирующих колец на вал. Наружный диаметр на 1–2 мм меньше диаметра расположения верхнего витка лобовой части	2 шт.	Допускается изготовление сварного кольца
12-53	Временная расклиновка лобовых частей: временные клинья, временные распорки, распорки малой катушки.	Набор деталей из твердого дерева, устанавливаемых в лобовых частях в процессе перемотки. Детали изготавливаются по проекту перемотки ротора, а при отсутствии проекта –по заводским постоянным деталям с учетом установки картонных прокладок	2 компл.	Комплект – набор деталей на одну сторону
12-54	Опалубка	Комплект деталей из твердого дерева или твердых пластиков, устанавливаемых между валом и лобовыми частями в процессе перемотки. Изготавливаются по проекту.	2 компл.	Обычно опалубку готовят из дельта-дре-весины и твердых пластиков
12-55	Прижимный рычаг	Стальной эксцентрик с рукояткой	6 шт.	
–	Встречные клинья для крепления обмотки в пазу	Деревянные клинья, образующие в сложенном виде параллелепипед Ax100x150, где А – на 2 мм больше ширины меди		По одной паре на 1 м длины паза
12-56	Горелка керосиновая	Конструкция из двух трубок, собранных по схеме инжектора, и стакана смесителя. Горючее (керосин, солярка) подается подсасыванием при разности высот не более 500 мм. Давление воздуха 0,3–0,4 МПа	2 шт.	–
12-57	Станок с приспособлением для фрезеровки роторной меди	Горизонтально-фрезерный станок с установленной на нем под углом стальной толстостенной корытообразной опорой, к которой при помощи болтов и планок крепится набор фрезеруемых витков	1 компл.	–
12-58	Роликовая опора для установки ротора	Сварная конструкция с опорными роликами, червячной передачей и ручным приводом	1 компл.	Предусмотрена возможность проворачивания ротора
12-59	Приспособление для проточки контактных колец и вала ротора	Сварное основание с продольными и поперечными салазками и резцедержателем. Допустима установка шлифмашины	1 компл.	Проточка при вращении ротора валоповоротным устройством

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
12-60	То же для турбогенератора ТГВ-300	Сварное основание с суппортом токарного станка и использованием электрошлифмашины	1 компл.	–
12-61	Приспособление для удаления шпонок полумуфты вала ротора	Планка с опорными и силовым болтами	1 компл.	–
12-62	Прессформа для опрессовки изоляции токоведущих болтов ротора	Фрезерованные основания и крышка со стягивающими болтами	1 компл.	–
12-63	Приспособление для опрессовки изоляции втулки контактных колец	Стальная обечайка, прессколько, пресс-броня, силовые болты	1 компл.	–
12-64	Схема наложения изоляции на втулку контактных колец	Пластины миканита накладываются внахлест по окружности втулки	–	–
12-65	Приспособление для проточки изоляции контактных колец	Зажимное устройство с хвостовиком, собирается внутри втулки	1 компл.	–
12-66	Приспособление для выемки внутреннего токоподвода	Стальной диск с силовыми шпильками	1 компл.	–
–	Станок для нарезки витковой изоляции для катушек ротора	Сварная рама с режущими блоками, подающими валиками. Консольные режущие блоки расположены с двух сторон стола. Один блок режет прокладки шириной 21,5 мм, другой – 28 мм. Консольное крепление дисковых ножей позволяет разрезать материал различной ширины	1 компл.	Привод от асинхронного электродвигателя через клиноременную передачу и редуктор
–	Штамп для вырубки угловых прокладок витковой изоляции катушек ротора	Комплект из матрицы, пуансона, верхней и нижней плит, пуансонодержателя, пружины возврата пуансона	1 компл.	Штамповка производится на прессе
12-67	Роликовые опоры для бандажного кольца	Рама с двумя (или одним) катками и ограничителями. Предназначена для поворота бандажного кольца при дефектации и ремонте, в том числе без снятия с вала ротора	1 компл.	Бандажное кольцо снято с посадочных мест
12-68	Приспособление для удаления клиньев паза токоподвода	Сварная конструкция с упорами и ходовым винтом	1 компл.	–
–	Хомут для транспортировки бандажных колец	Разрезное кольцо из полосовой стали с изолированным разъемом и ручками	1 компл.	–
–	Хомут для стягивания подбандажной изоляции на лобовых частях обмотки	Разрезное кольцо из полосовой стали. В разъеме кольца имеются упоры и скоба для регулирования стягивания сегментов изоляции	2 компл.	–
12-69	Многофункциональный стол для рихтовки, формовки, пайки и чистки витков катушек	Сварная конструкция с подвижными зажимами, упорами, угловым регулированием опорных плоскостей	1 компл.	–

Номера рис.	Наименование	Краткое описание	К-во на один ротор	Примечание
–	Установка для заклиновки и расклиновки пазов роторов	Конструкция из двух приспособлений для клиновки, рельсовой рамы, маслостанции. Приспособление для клиновки крепится на рельсовой раме и состоит из опорной трубы и корпуса гидроцилиндра. Заклиновка и расклиновка производятся с двух сторон. Управление штоками гидроцилиндра осуществляется с переносного пульта на U=12 В.	1 компл.	–
12-70	Установка индуктора для нагрева гайки крепления бандажного кольца	Число витков 24; ток в индукторе 1200 А при напряжении 80 В (ориентировочно); охлаждение проточной водой при давлении 0,1–0,2 МПа; время нагрева – около 5 мин.	1 компл.	–
12-71	Установка индуктора для нагрева втулки контактного кольца	То же	1 компл.	–
12-72	Установка индуктора для нагрева контактного кольца	Число витков 7; ток в индукторе 1600 А при напряжении 50–60 В (ориентировочно); охлаждение проточной водой при давлении 0,1–0,2 МПа; время нагрева –15 мин	1 компл.	–
12-73	Приспособление для проточки канавок контактных колец	В приспособление входят пневматическая машина ИП-1016А, узлы крепления, суппорт.	1 компл.	Продольное перемещение суппорта обеспечивается направляющими пальцами, установленными в канавки контактного кольца

Таблица 12-37. Пресс-кольца

Турбогенератор	Диаметр бочки ротора, мм	Пазовая часть			Лобовая часть		
		Внутренний диаметр, мм	Количество		Внутренний диаметр, мм	Количество	
			болтов на кольце	колец		болтов на кольце	колец
Т2210/87	820	970	32	5	970	18	4
Т2270/98	920	1070	36	7	970	26	4
Т2-6-2	660	890	28	4	890	18	4
Т2-12-2	730	970	32	5	890	18	4
Т2-25-2	814	970	36	7	970	24	4
Т2-25-2	920	1070	35	7	1040	18	4
ТВС-30	816	1070	36	7	970	24	4
ТВ-50-2	990	1200	40	12	1120	26	6
ТВ2-100-2	1000	1200	40	12	1120	32	6
ТВ2-150-2	1050	1200	42	14	1120	34	6
ТВФ-60-2	930	1200	34	7	1070	34	4
ТВФ-100-2	1000	1200	36	12	1120	40	4
ТВВ-165-2	1000	1200	32	12	1200	48	4
ТВВ-200-2 ТВВ-220-2А	1075	1330	42	15	1330	48	6
ТВВ-320-2	1075	1330	42	18	1330	48	6
ТГВ-200	1075	1330	42	15	1330	48	6
ТГВ-300	1120	1330	42	18	1330	48	6
Т4376/142	1335	1550	44	10	1550	32	4

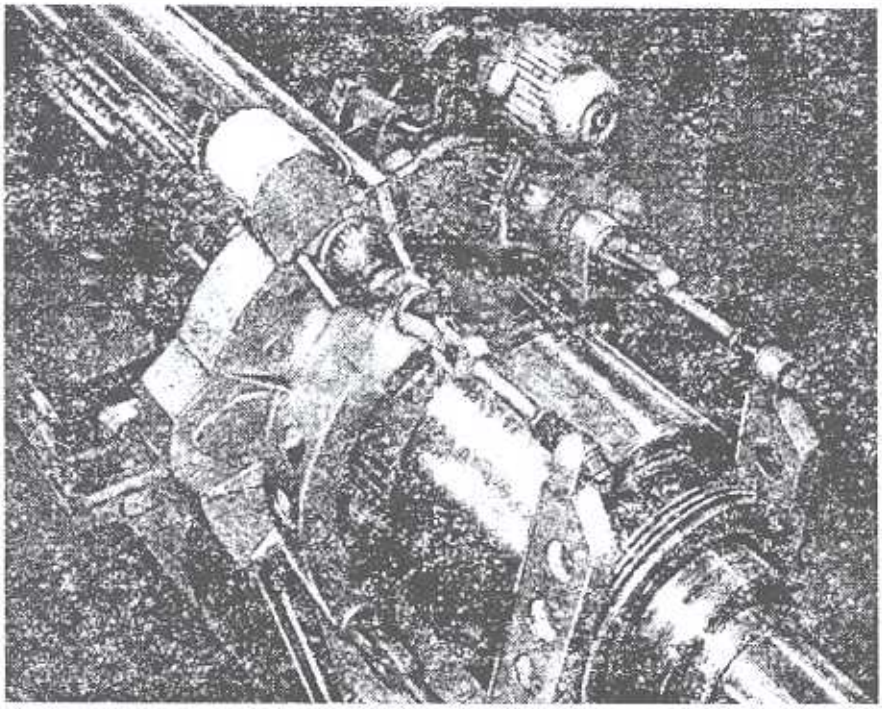


Рис. 12-15. Машина для съема и надевания бандажей (положение для надевания; привод ходовых винтов – гидромоторами)

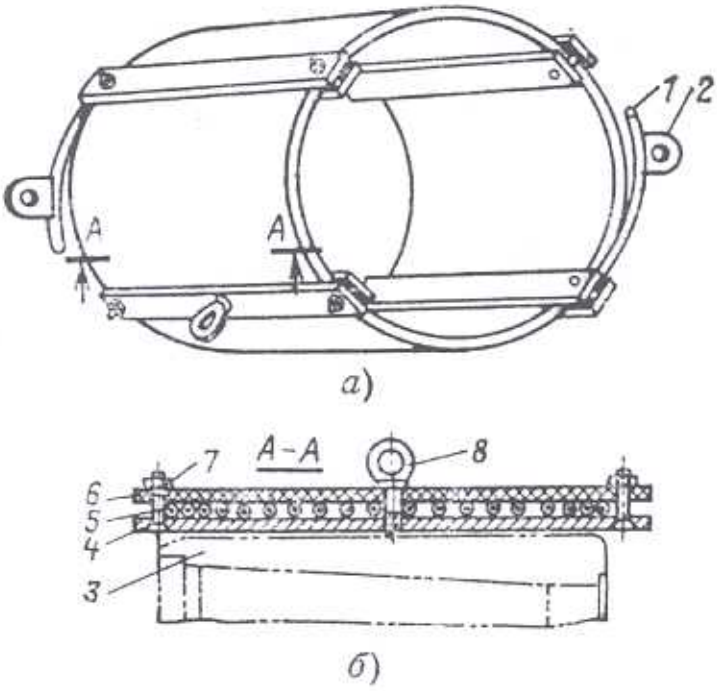


Рис. 12-16. Жесткий индуктор для нагрева бандажей:
а – общий вид; *б* – разрез; 1 – трубка медная; 2 – наконечник; 3 – бандаж; 4–6 – стеклотекстолит; 5 – стяжная шпилька с утопленной головкой; 7 – гайка; 8 – рым

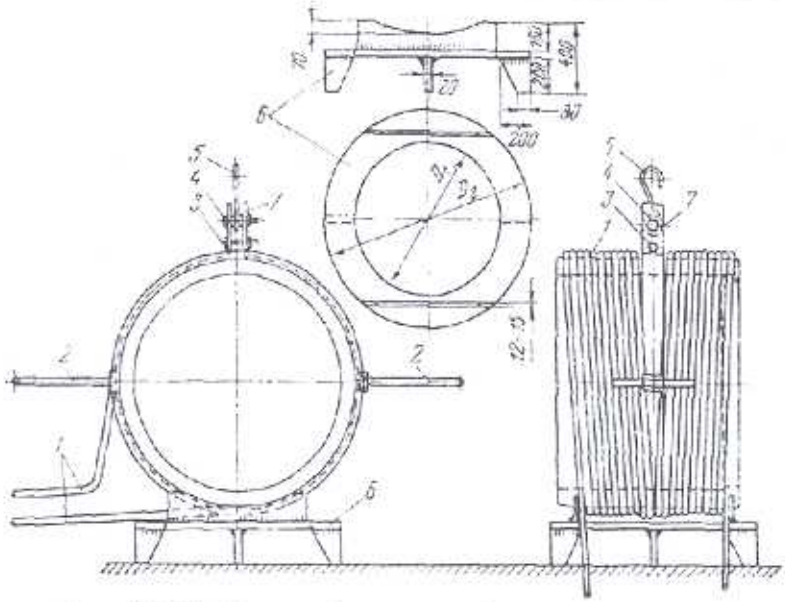


Рис. 12-17. Нагрев бандажа гибким индуктором:
1 – индуктор; 2 – рукоятки хомута; 3, 4 – болты; 5 – восьмерка; 6 – подставка под бандаж; 7 – хомут для подвески; D1 – длина бандажа минус 100 мм; D2=D1+300, мм

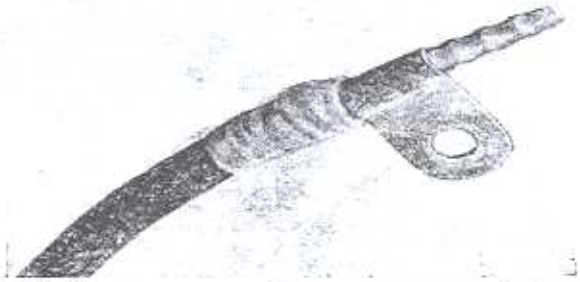


Рис. 12-18. Наконечник гибкого индуктора (общий вид)

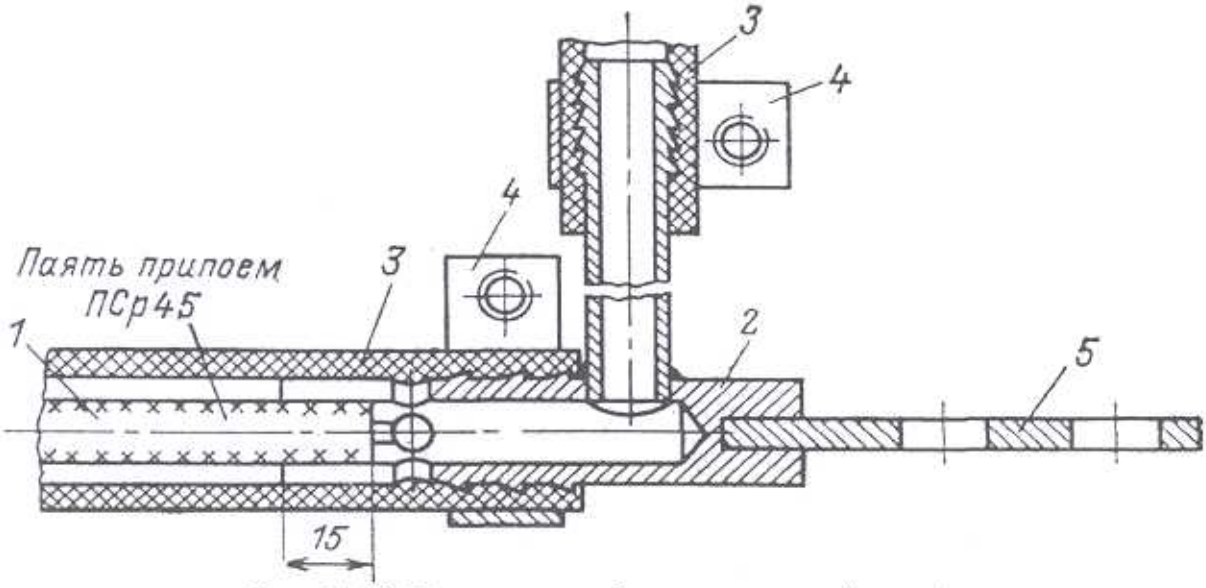


Рис. 12-19. Наконечник гибкого индуктора (разрез):
1 – кабель; 2 – наконечник; 3 – шланг; 4 – хомут; 5 – токопровод

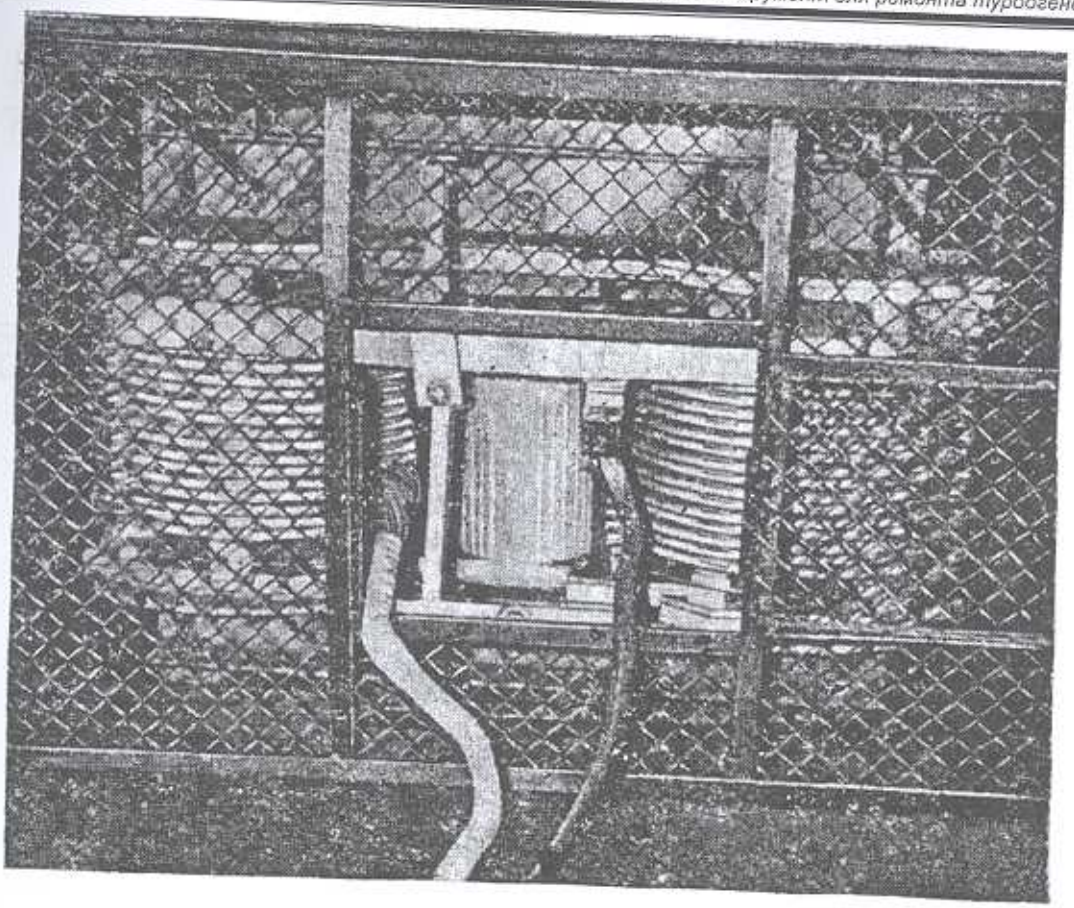


Рис. 12-20. Специальный сухой трансформатор для индукционного нагрева, мощность 160 кВА (1500 А, 100–125 В)

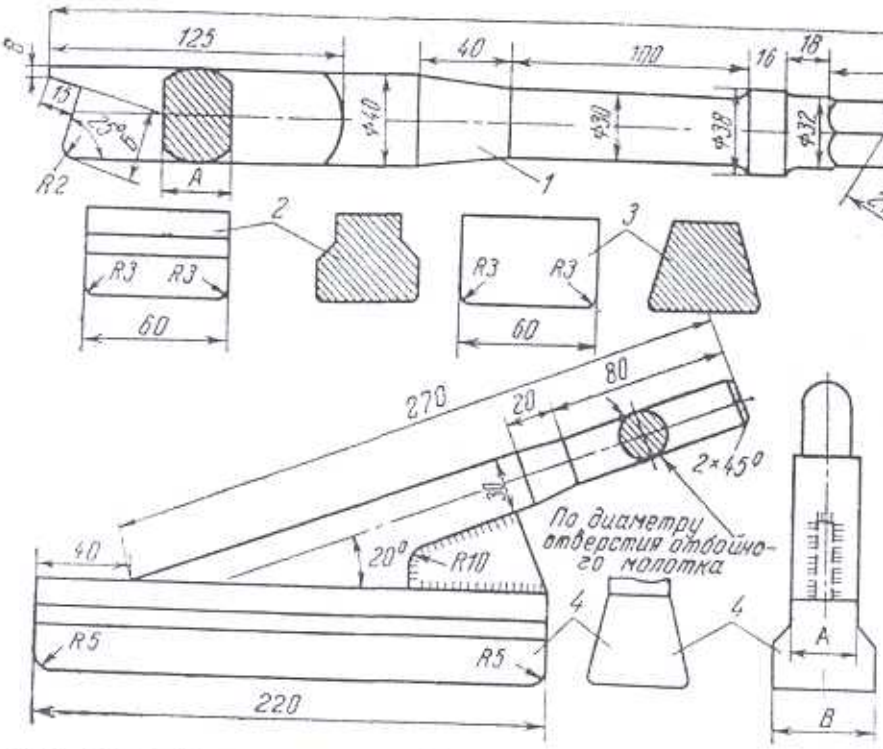


Рис. 12-21. Выколотки для выбивки и забивки пазовых клиньев ротора:
1 – для выбивки; *2, 3* – проставки; *4* – для забивки;
А – ширина паза минус 1–1,5 мм; В – ширина клина минус 1,5 мм

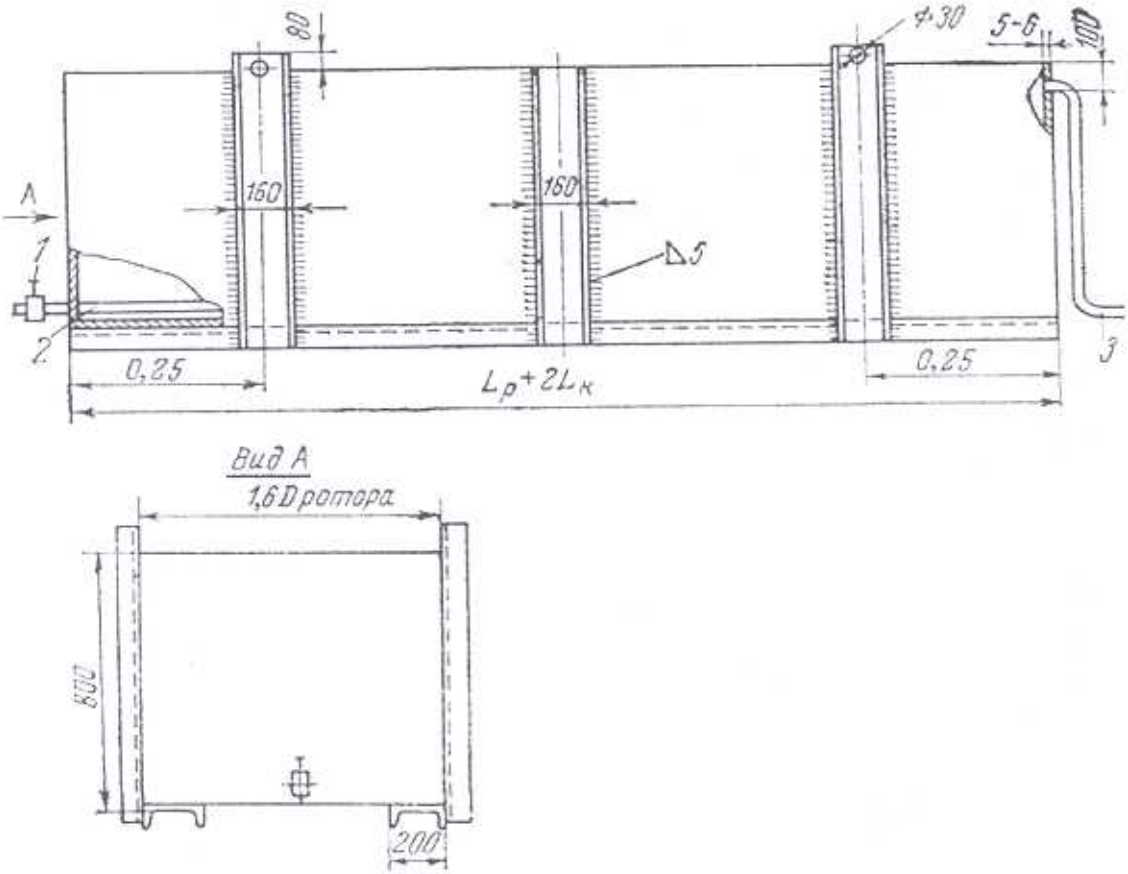


Рис. 12-22. Бак для химической очистки витков от старой изоляции:
1 – вентиль; *2* – труба $D_у$=25 с отверстиями диаметром 6 мм через каждые 200 мм;
3 – переливная труба; $L_к$ – длина бандажа; $L_р$ – длина бочки ротора.

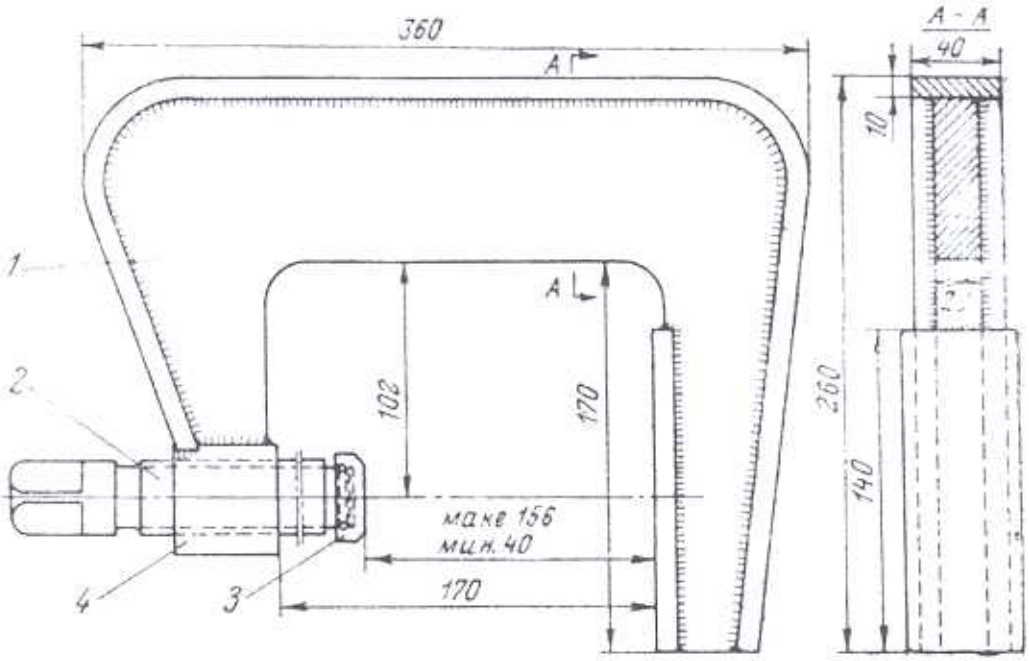


Рис. 12-23. Струбцина для зажима меди обмотки ротора при рихтовке:
1 – рама; 2–болт специальный; 3 – пятка; 4– втулка

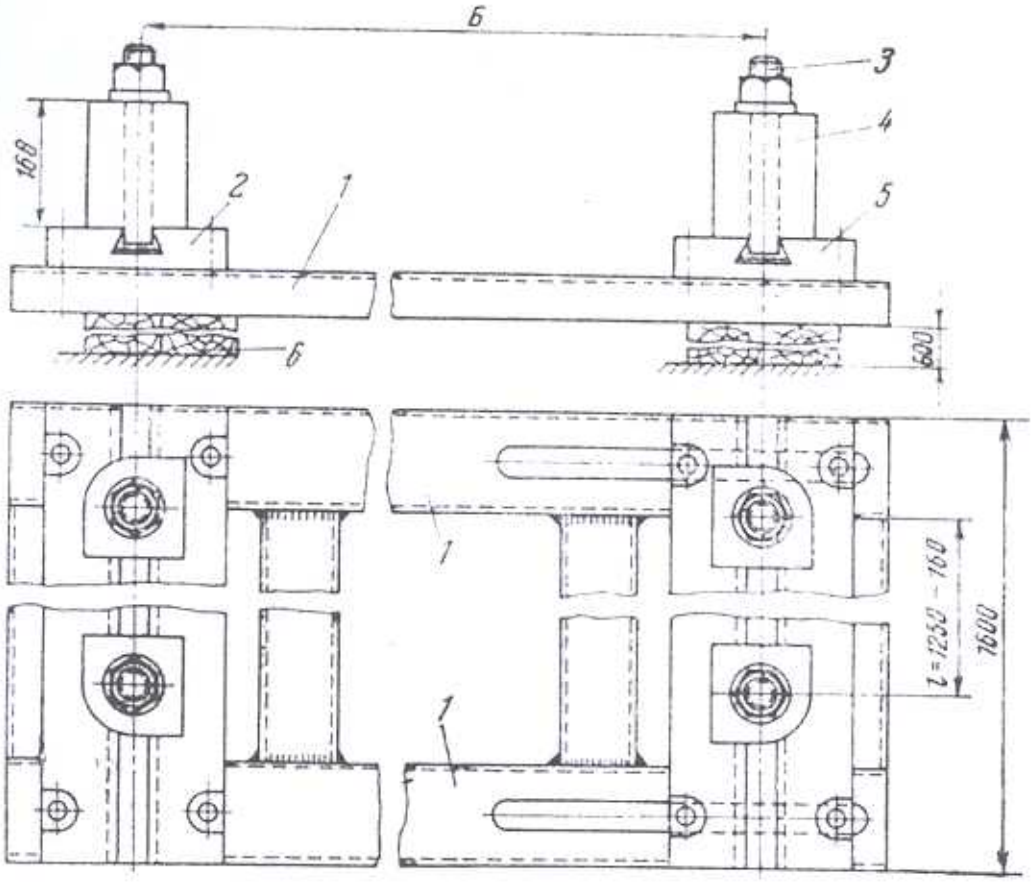


Рис. 12-24. Приспособление для устранения деформации витков:
1 – рама; 2 – неподвижная плита; 3 – болт; 4 – оправка; 5 – подвижная плита; 6 – шпальная выкладка; Б – ширина катушки минус ширина кулака

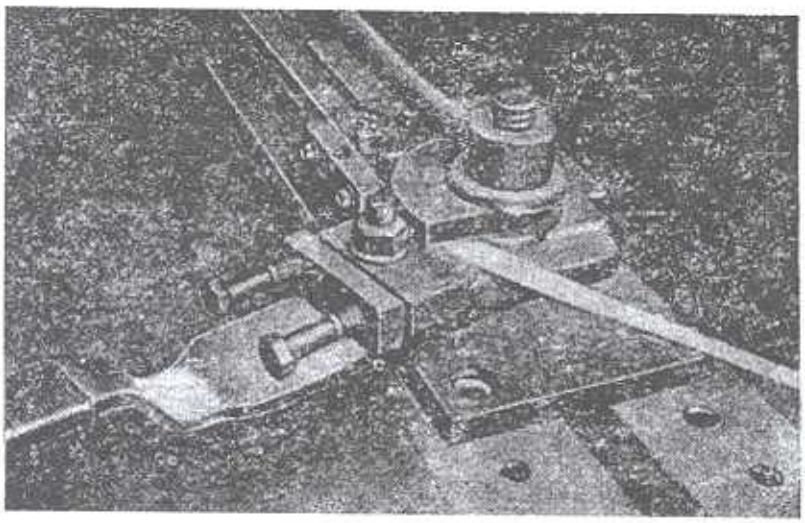


Рис. 12-25. Шиногиб для загиба меди «на ребро»

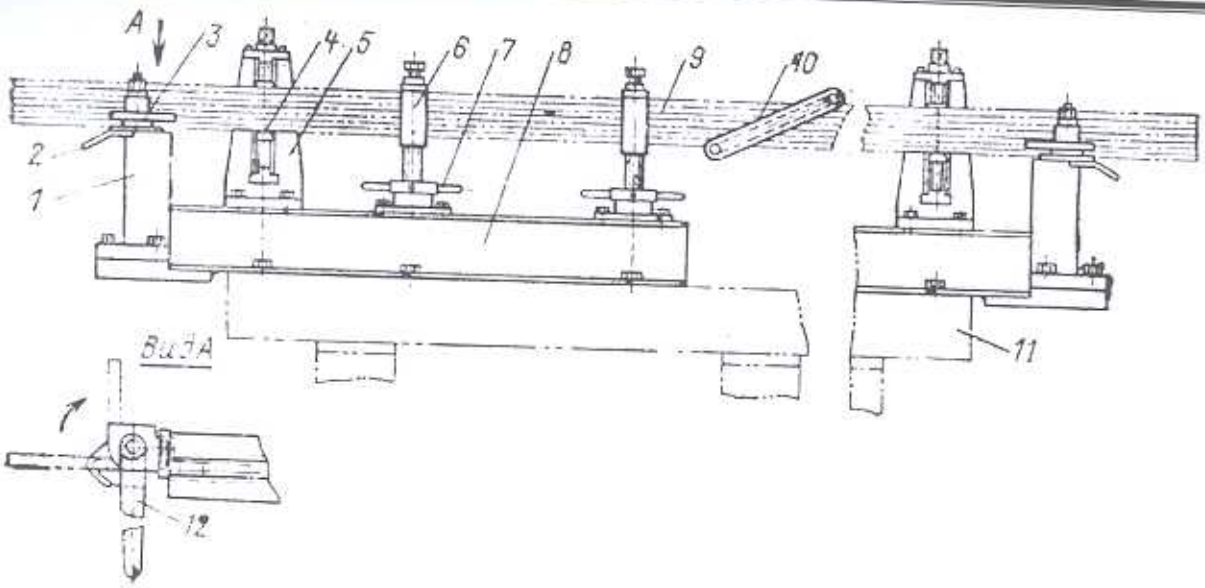


Рис. 12-26. Приспособление для гибки полувитков в сборе:
1 – гибочная колонка; 2 – щека; 3 – оправка; 4 – ползун; 5, 6 – домкраты для зажима полукатушки; 7 – гайка; 8 – подставка; 9 – полукатушка; 10 – струбцина; 11 – основание; 12 – рычаги.

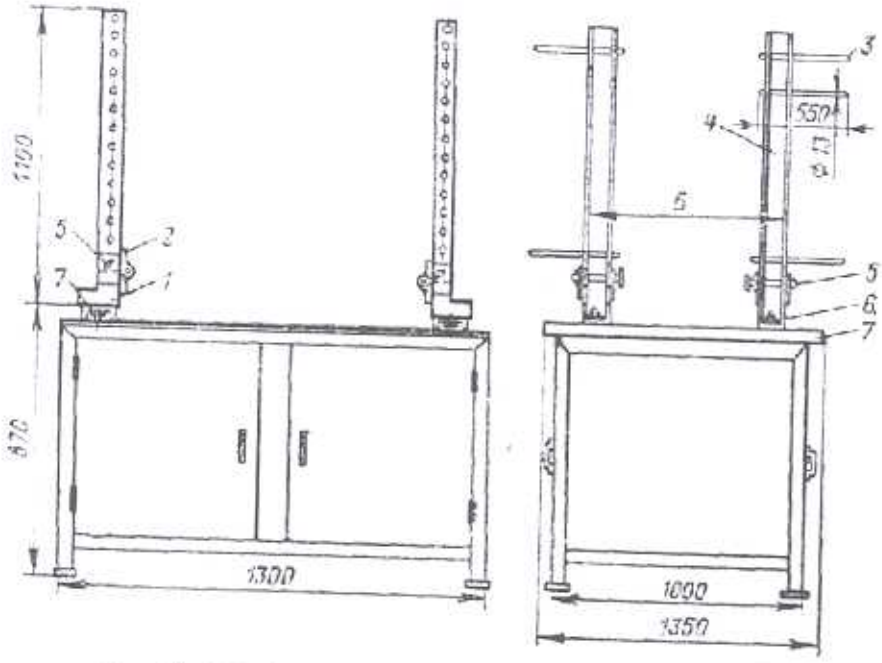


Рис. 12-27. Стойки для подвески витков катушек:
1 – основание; 2 – петля; 3 – пруток; 4 – швеллер; 5 – штыри; 6 – болт с гайкой; 7 –основание стола

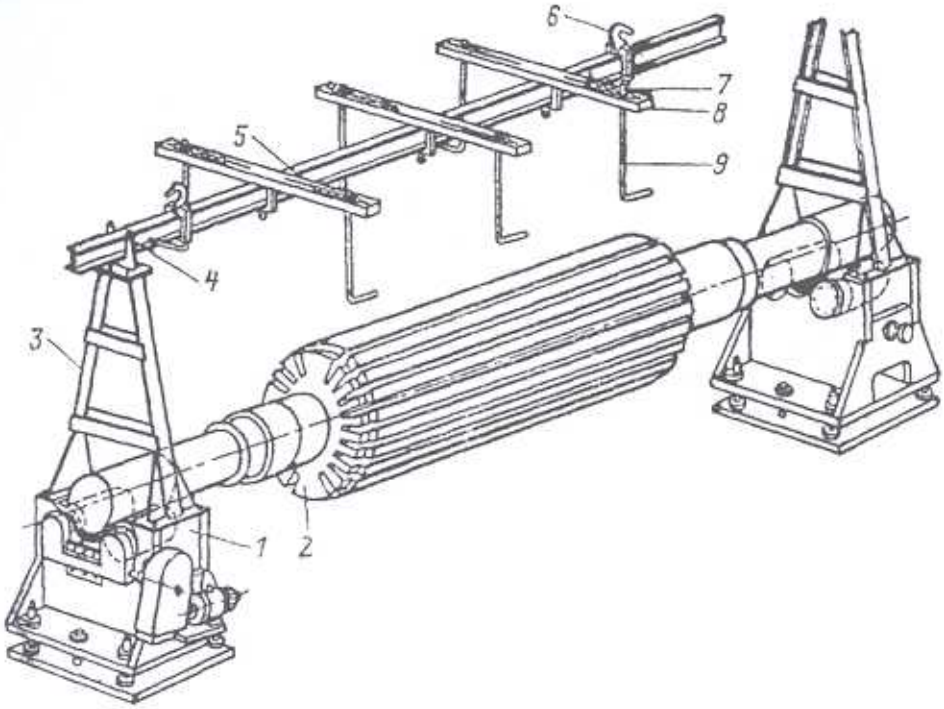


Рис. 12-28. Установка для подвески катушек при укладке обмотки ротора: 1 – роликовая опора; 2 – бочка ротора; 3– вертикальная стойка; 4 – вилка; 5 – продольная балка; 6 – крюк для подвески на кран; 7 – гнезда для гаек; 8 – поперечина; 9 – крючок подвески катушки.

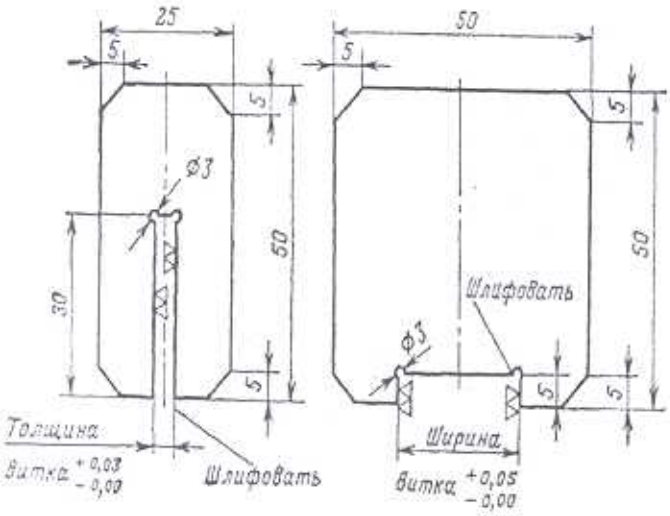


Рис. 12-29. Калибр для роторной меди

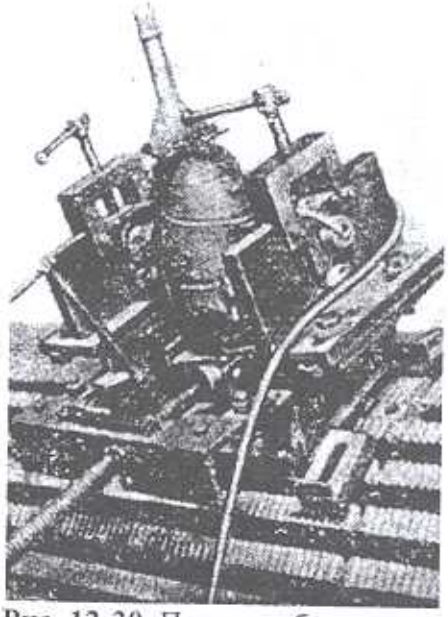


Рис. 12-30. Приспособление для фрезеровки наклонных скосов в зубцах ротора

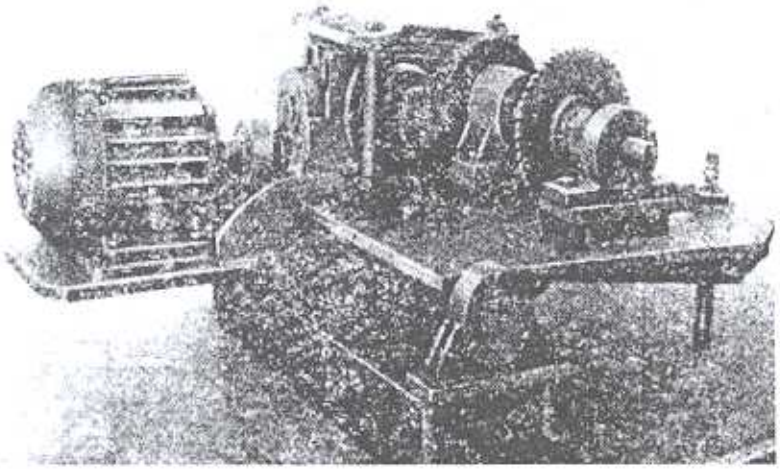


Рис. 12-31. Приспособление для фрезеровки шлицев на бочке ротора

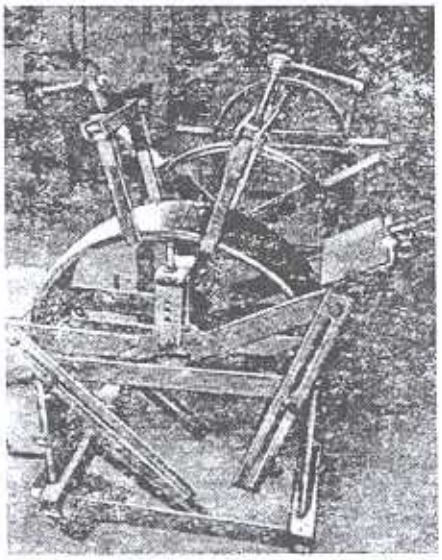


Рис. 12-32. Облегченный шаблон для сборки и пайки катушек

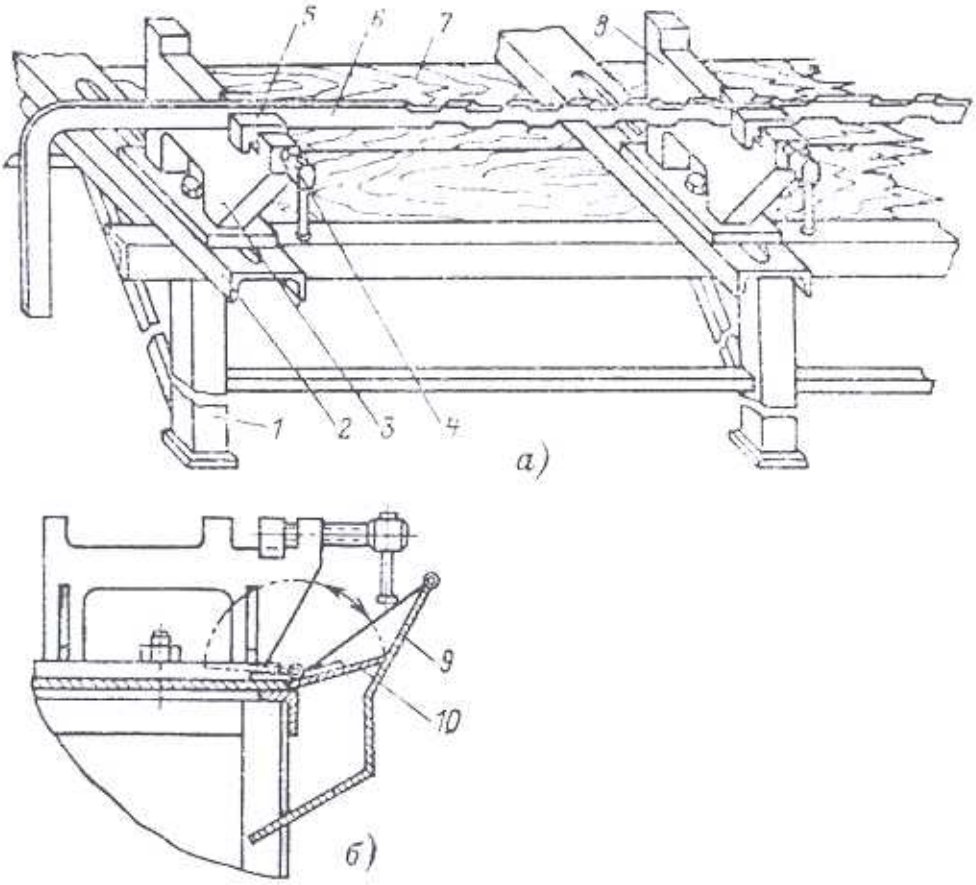


Рис. 12-33. Стол для опиловки витков, схема, детали конструкции:
а – вид без вентиляции; *б* – разрез стола с вентиляцией; 1 – ножки; 2 – рама стола;
3, 4, 5, 8 – тиски для зажима меди; 6 – полувиток; 7 – крышка стола; 9 – вентиляционный трубопровод; 10 – заслонка

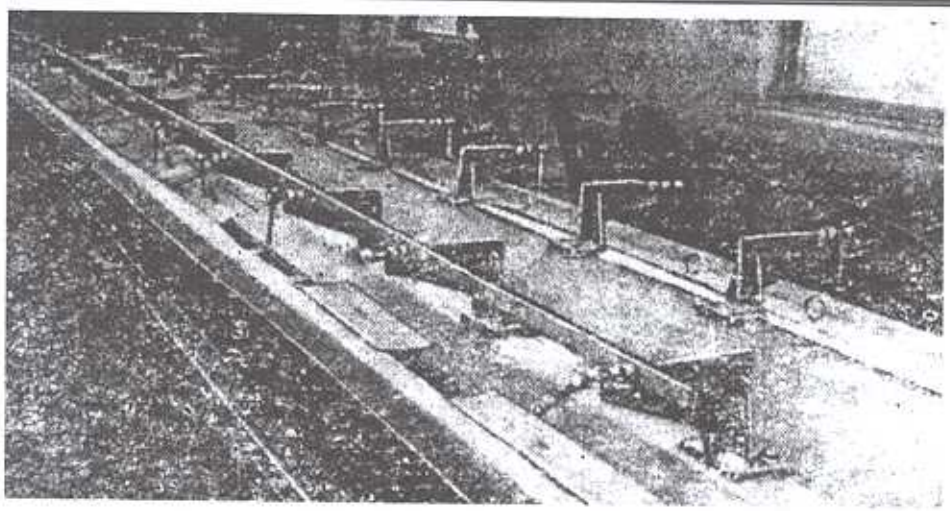


Рис. 12-34. Стол для опиловки витков (общий вид)

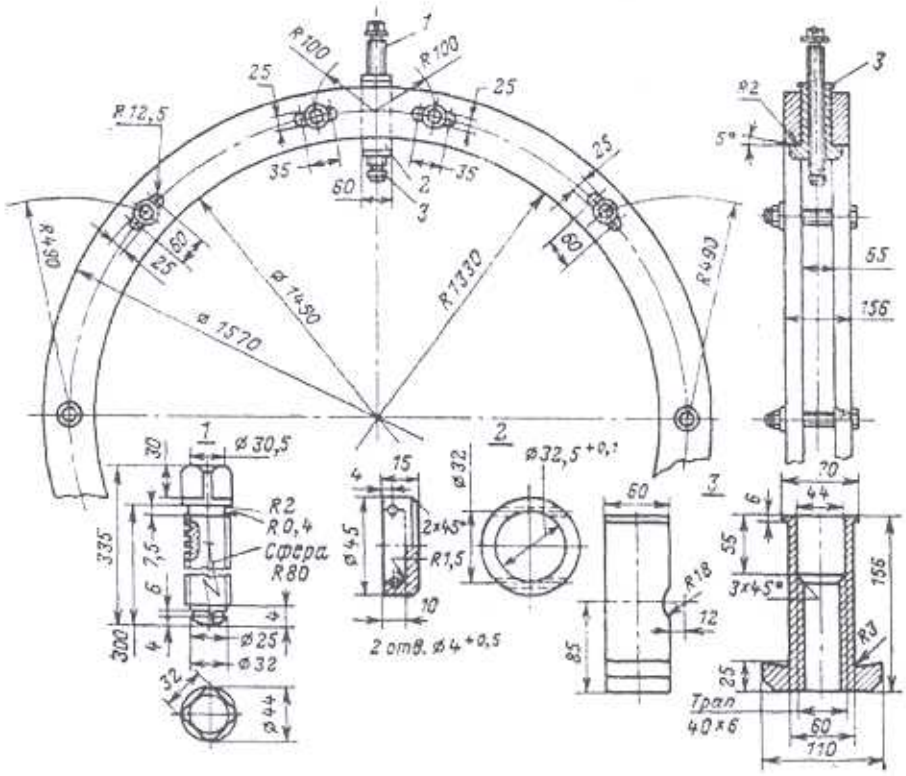


Рис. 12-35. Пресс-кольца для опрессовки обмотки роторов:
1 – болт; 2 – сухарь; 3 – подпятины

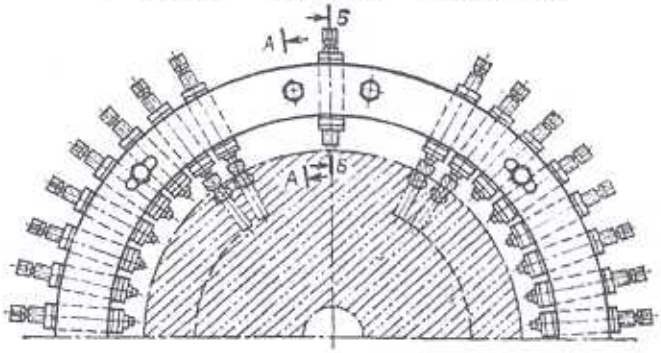


Рис. 12-36. Установка пресс-кольца

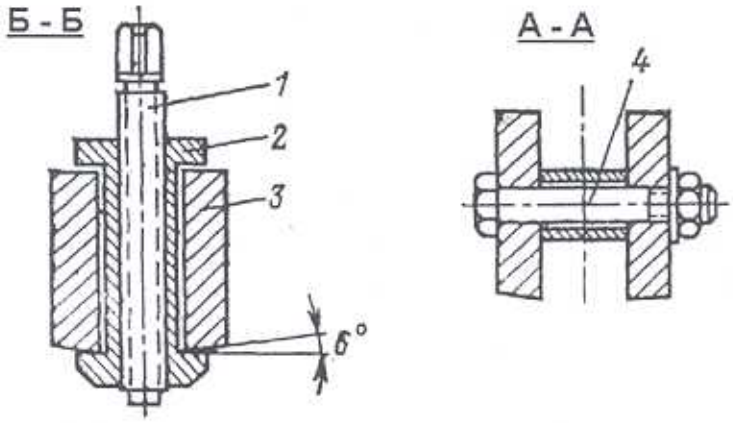


Рис. 12-37. Прессующее кольцо в разрезе (см. рис. 12-36):
1– прессующий болт; 2– сухарь с внутренней резьбой; 3 – полукольцо; 4 – стяжной болт.

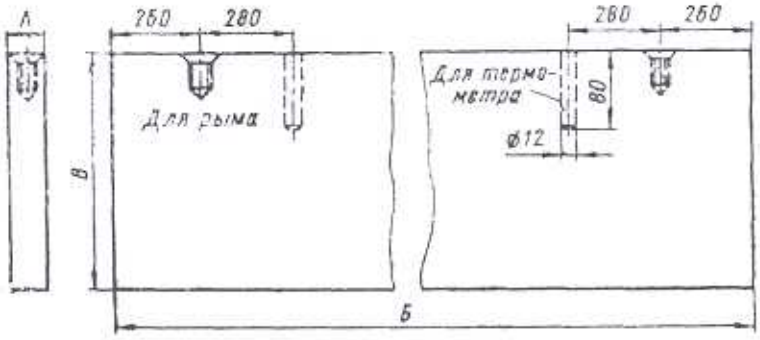


Рис. 12-38. Пресс-планки для опрессовки пазовой части обмотки ротора (размеры – в табл. 12-38)

Таблица 12-38. Пресс-планки для опрессовки пазовой части обмотки ротора

Турбогенератор	Размеры, мм			Количество	
	А	Б	В	на один паз	на ротор
Т2270/98	21,5	680	70	4	128
Т4376/142	35	950	65	4	160
Т2-6-2	21,5	720	60	2	48
Т2-12-2	21,5	510	60	4	112
Т2-25-2	21,5	710	60	4	128
Т25-2	21,5	650	60	4	128
ТВС-30	21,5	710	70	4	128
ТВ-50	27,5	750	70	4	144
ТВ2-100-2	27,5	680	70	8	288
ТВ2-150-2	27,5	710	70	9	360
ТВФ-60-2	27	750	60	4	112
ТВФ-100-2	27,5	820	70	4	128
ТВВ-165-2	26,5	1000	70	4	128
ТВВ-200-2	26,5	1100	70	4	144
ТВВ-320-2	26,5	760	70	8	288
ТГВ-200	26	870	70	6	240
ТГВ-300	29	730	70	8	320

Примечания:
1. Предпочтительно использовать одну пресс-планку по длине паза. Для этого размер Б может быть увеличен в кратное число раз от числа указанных планок в пазу.
2. При второй опрессовке роторов с миканитовыми гильзами под пресс-планку надо подложить стальную полосу толщиной 3–6 мм, шириной, равной ширине паза минус 1 мм.
3. Материал Ст. 3–Ст. 5.

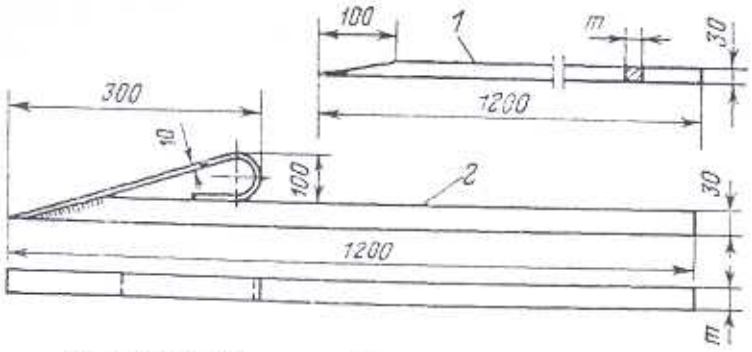


Рис. 12-39. Нож для обрезки роторных гильз

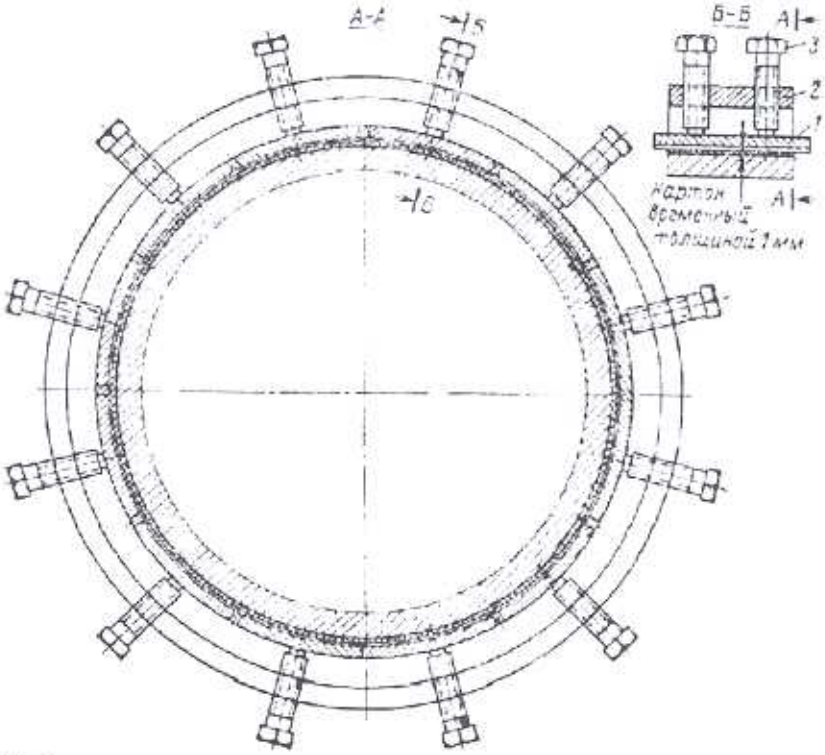


Рис. 12-40. Сегментное приспособление для опрессовки изоляции контактных колец:

1 – стальные сегменты; *2* – пресс-кольцо; *3* – болт

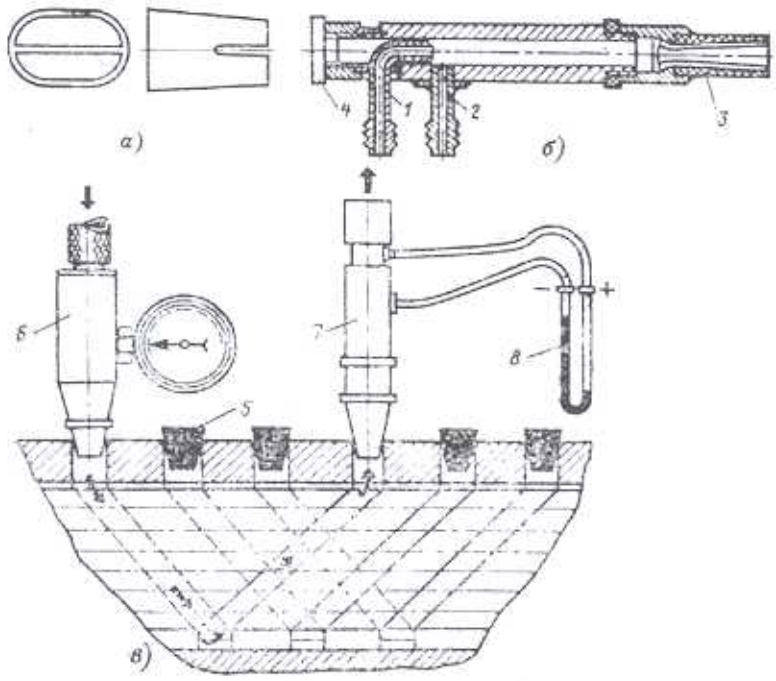


Рис. 12-41. Приспособления для продувки пазовой части обмотки:
а – пробка; *б* – выходная насадка; *в*–установка для продувки; *1* и *2* – штуцера; *3* – сопло-наконечник; *4* – заглушки; *5*–пробки; *6* – входная насадка; *7* – выходная насадка;
8 – дифференциальный манометр

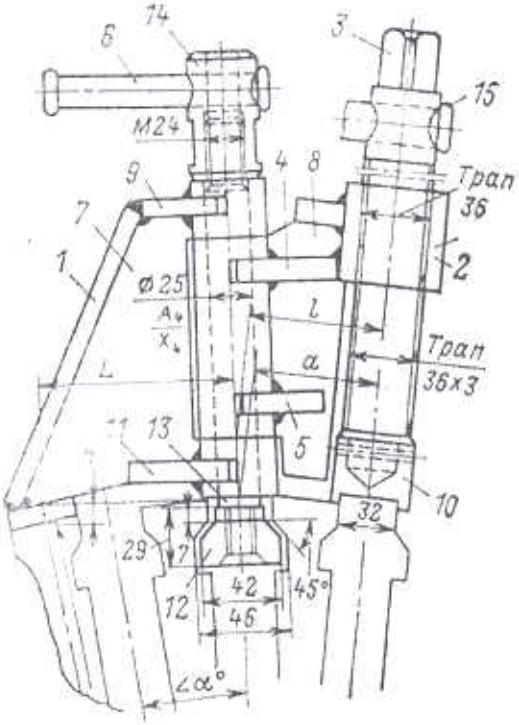


Рис. 12-42. Домкрат для укладки обмотки ротора (размеры *L, l, a, h* и угол *α* рассчитываются по ротору):
1 – планка; *2* – гайка; *3* – винт; *4, 5* – угольники; *6, 15* – рычаги; *7, 8* – ребра; *9, 11* – вилки крепления;

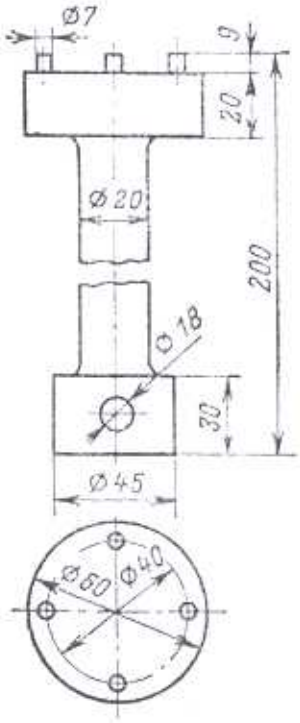


Рис. 12-43. Ключ для контактного винта токоведущего болта

10 – пятка; *12* – планка;
13 – шпилька; *14* – гайка

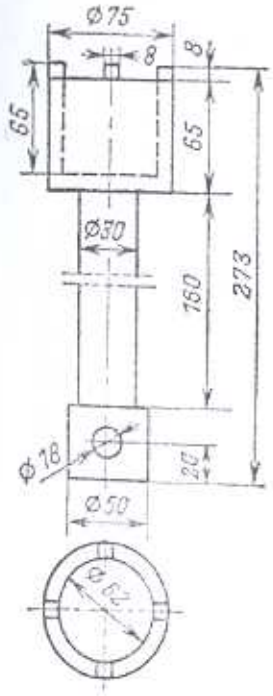


Рис. 12-44. Ключ для гайки уплотнения токоведущего болта

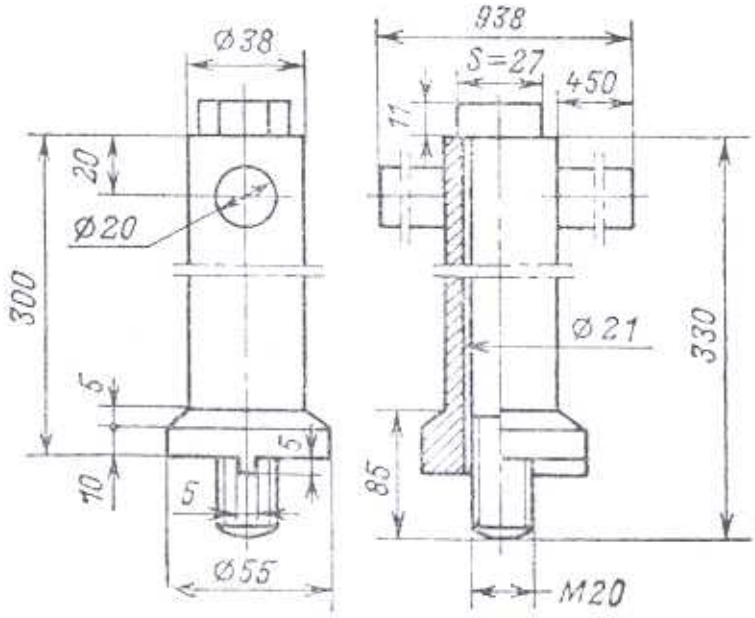


Рис. 12-45. Ключ для токоведущего болта

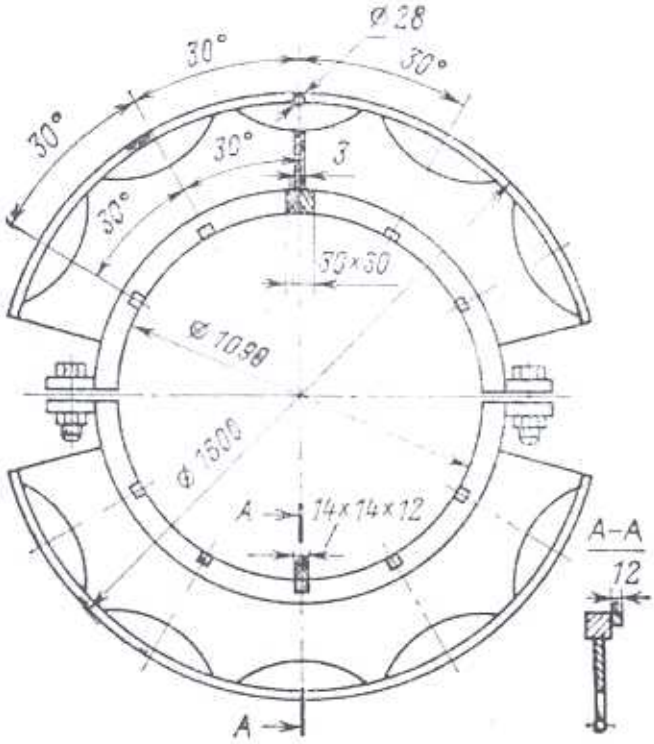


Рис. 12-46. Ключ гайки крепления консольного бандажа

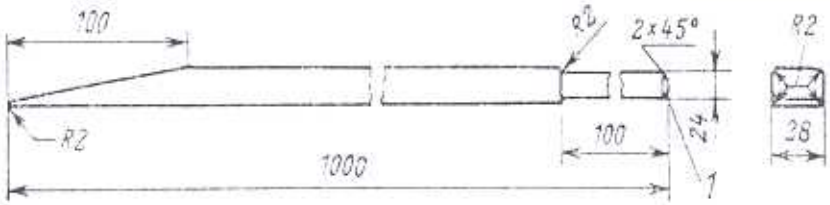


Рис. 12-47. Ломик для выемки обмотки (размер 28 для турбогенераторов от 50 до 320 МВт)

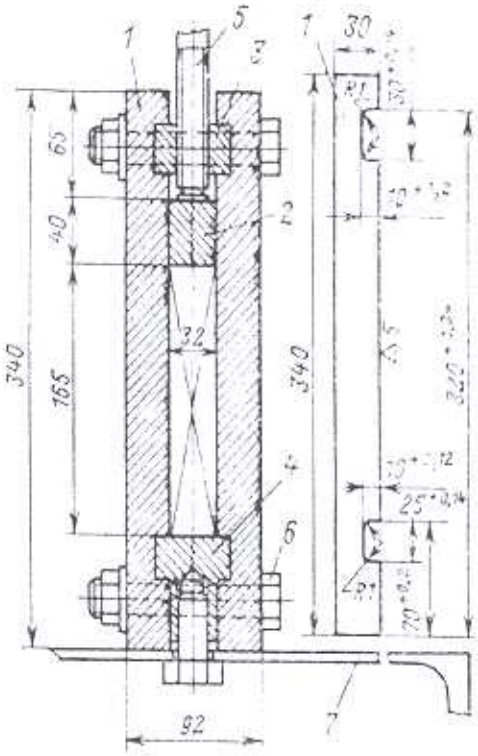


Рис. 12-48. Пресс-форма для припечки витковой изоляции (размеры для генераторов 50–300 МВт):
1, 2, 4 – пресс-планки; *3* – сухарь; *5* – болт нажимный М20; *6* – болт стяжной; *7* – швеллер рамы

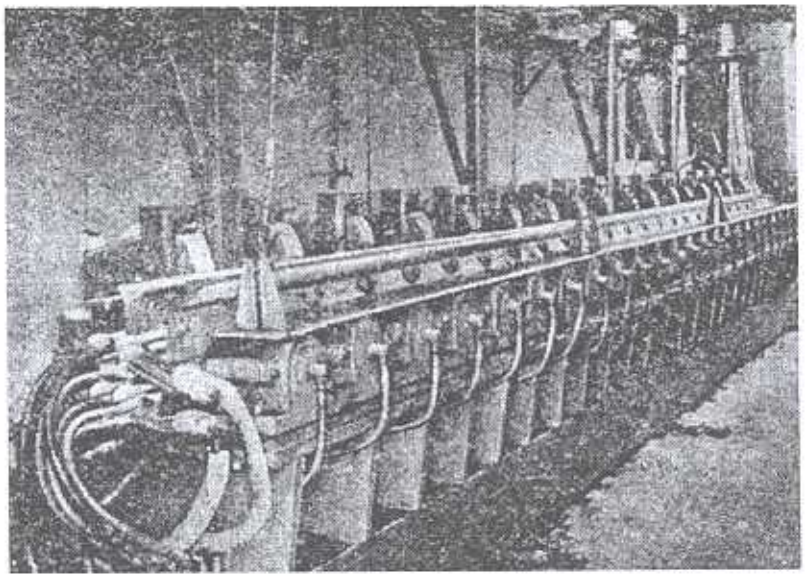


Рис. 12-49. Стационарная пресс-форма

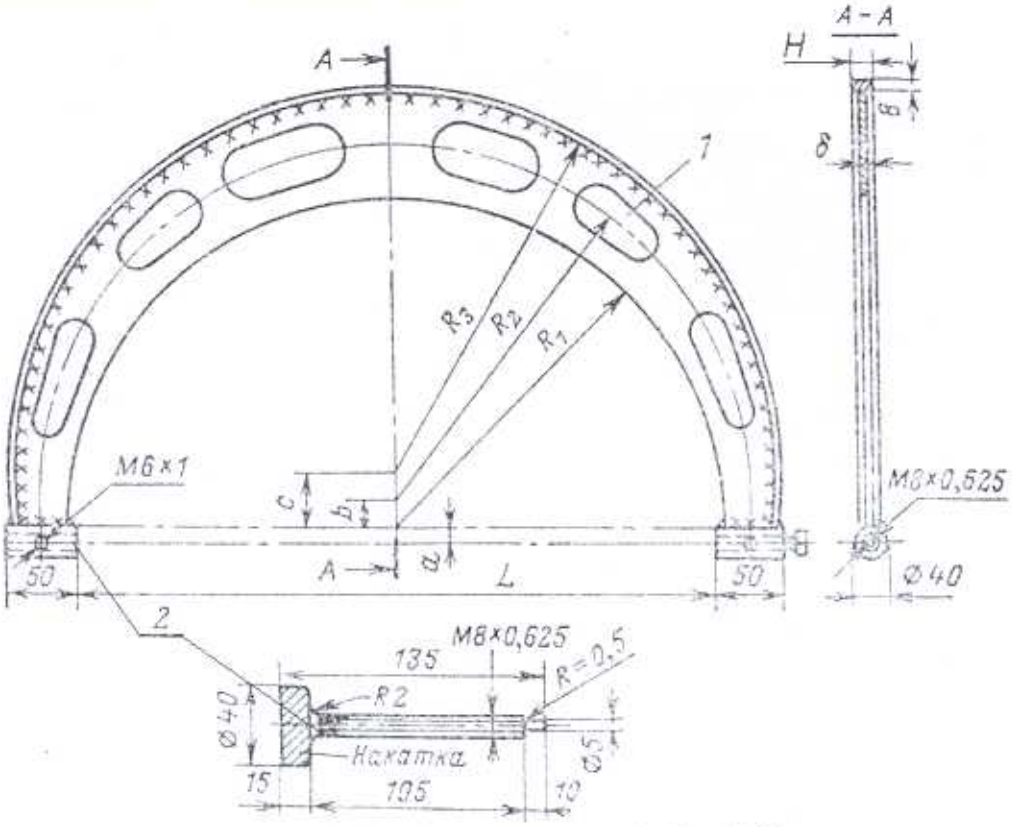


Рис. 12-50. Скоба мерительная (табл. 12-39):
1 – окно для облегчения скобы; 2 – втулка.

Таблица 12-39. Размеры корпусов дуговых сварных скоб, мм (рис. 12-50)

Измеряемые диаметры	L	R_1	R_2	R_3	*a*	*b*	*c*	*H*	δ
400–500	550	310	320	340	6	22	52	15	4
500–600	650	340	360	380	10	30	60	25	5
600–700	750	390	407	424	10	35	70	30	5
700–800	850	438	459	480	10	40	80	30	6
800–900	950	490	510	530	10	40	80	30	6
900–1000	1050	540	560	580	10	45	90	30	6
1000–1100	1150	590	610	630	10	50	100	30	8
1100–1200	1250	640	660	680	10	50	100	30	8
1200–1300	1350	690	710	730	10	55	110	30	10
Материалы для изготовления скобы: корпус – листовая сталь Ст. 3; втулки к корпусу – круглая сталь Ст. 3, Ст. 4; винты и втулки – сталь Ст. 5 или Ст. 45; измерительные винты – сталь Ст. 5 или Ст. 45.									

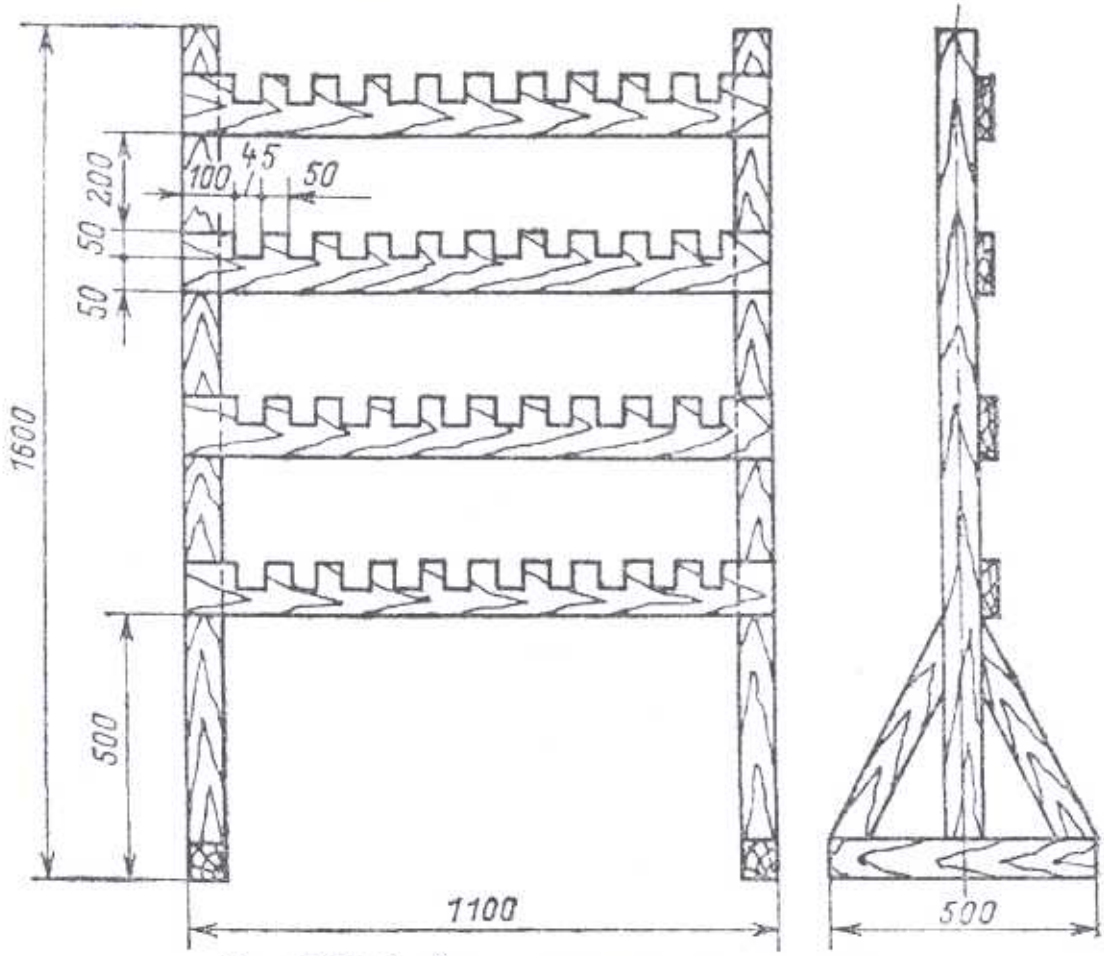


Рис. 12-51. Стойка для хранения роторных гильз

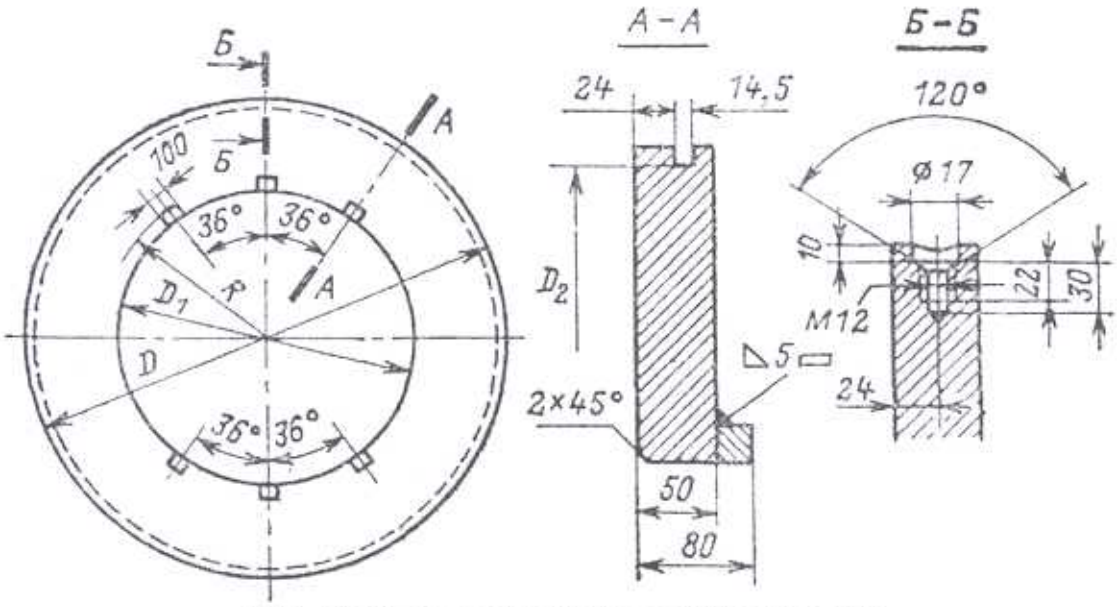


Рис. 12-52. Временное центрирующее кольцо:
D_1 – диаметр посадки минус 0,1 мм; D – диаметр лобовых частей у центрирующего кольца; $D_2=D-20$ мм.

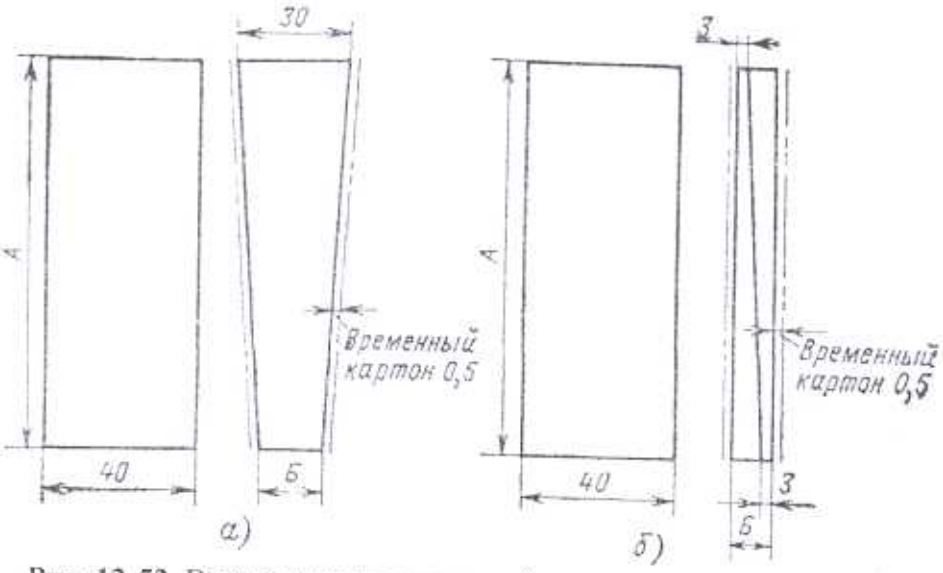


Рис. 12-53. Временная расклиновка (из сухого твердого дерева):
а) – клинья; *б)* – распорки;
А – высота лобовых частей минус 1 мм; Б – ширина промежутка между катушками минус 1 мм

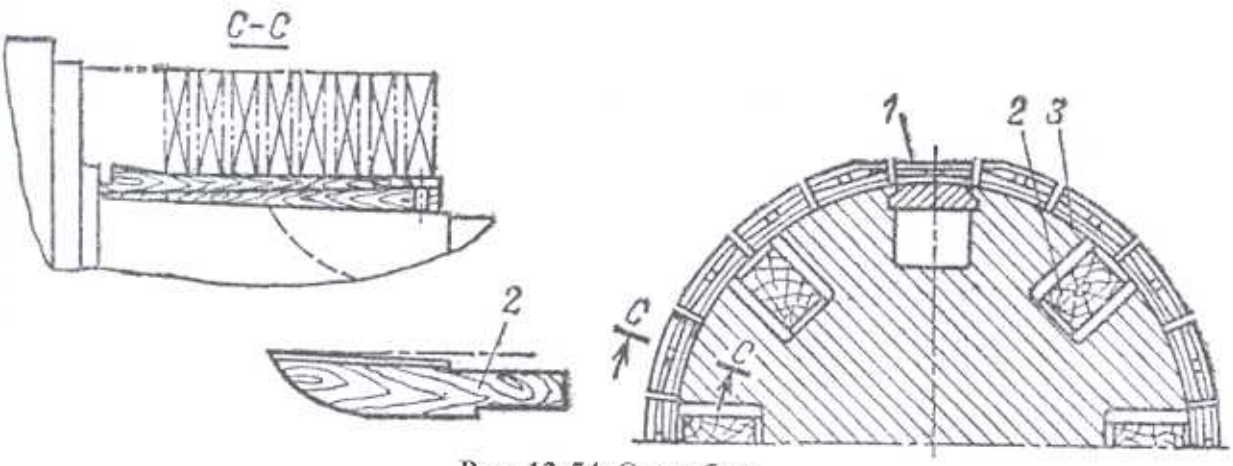


Рис. 12-54. Опалубка:
1 – срез для межкатушечного соединения; 2 – заполнитель вентиляционного канала;
3 – сегмент опалубки

Рис. 12-55. Прижимный рычаг

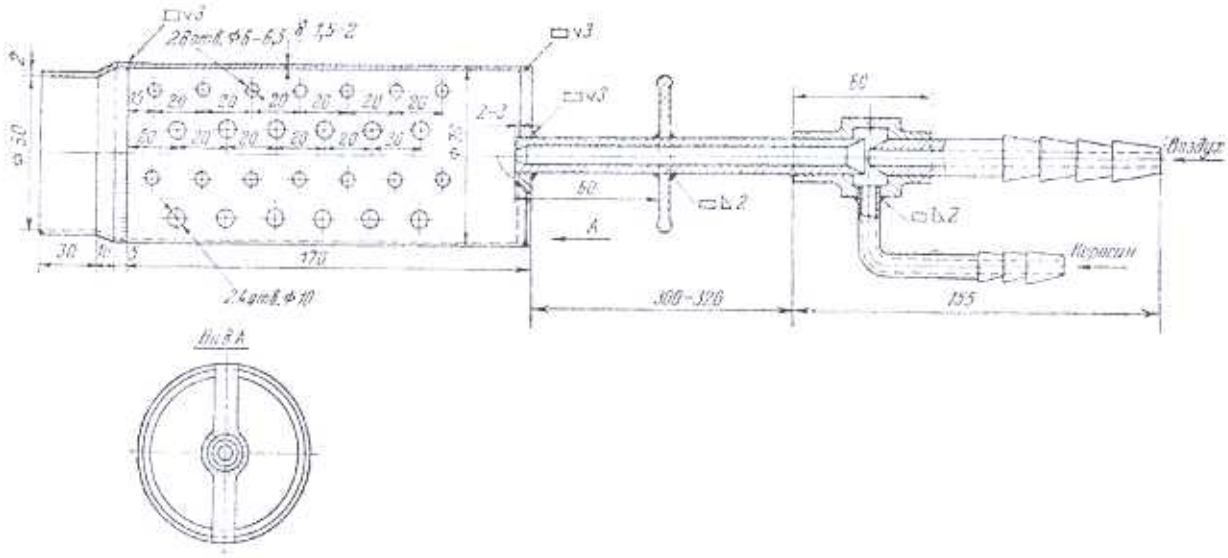


Рис. 12-56. Горелка керосиновая

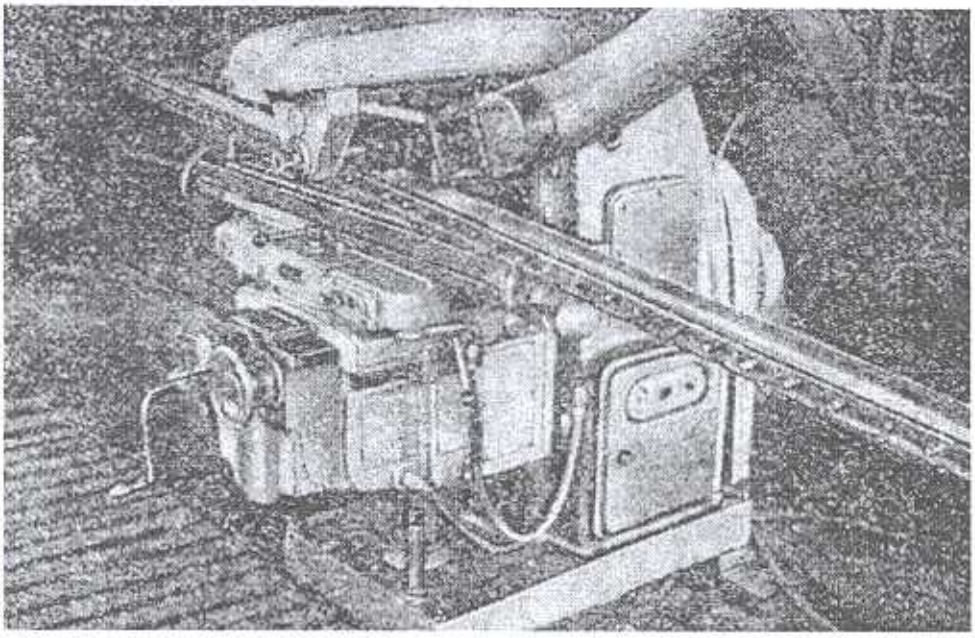


Рис. 12-57. Станок с приспособлением для фрезеровки роторной меди

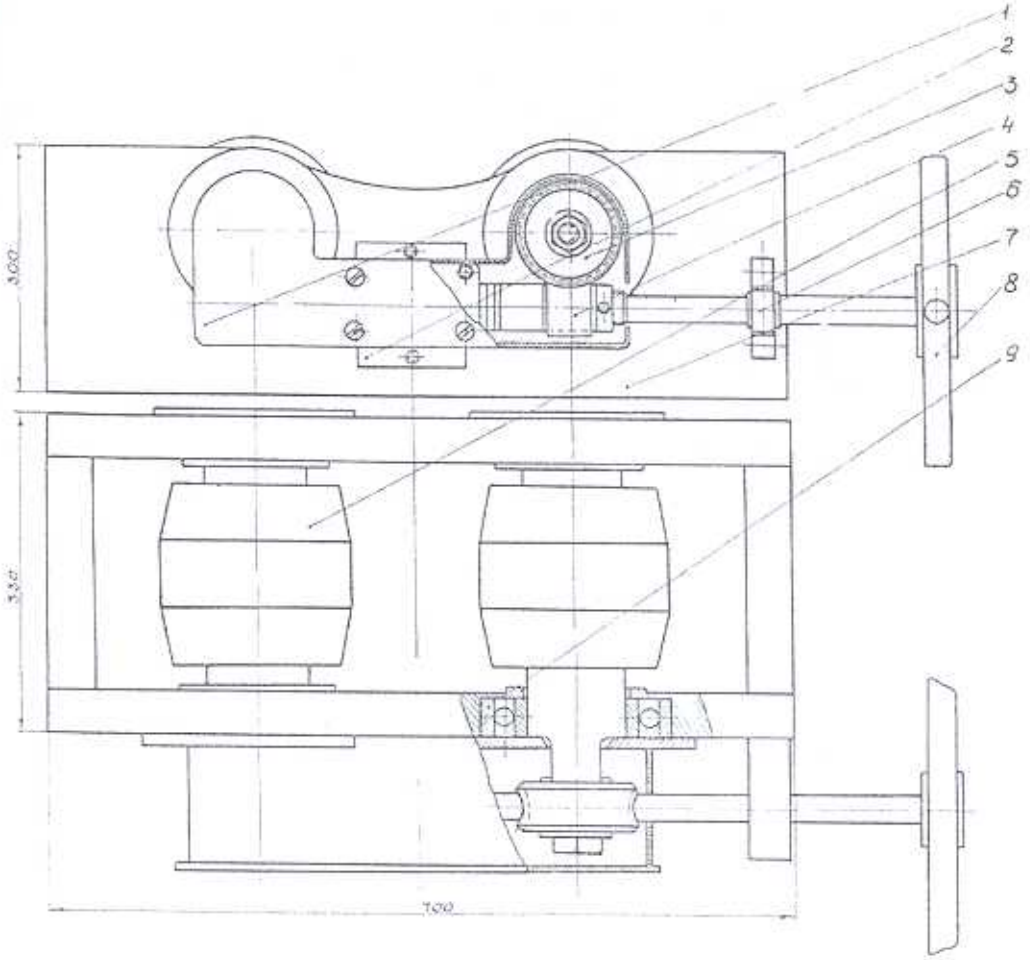


Рис. 12-58. Роликовая опора для установки и проворачивания ротора:
1 – кожух защитный, 2 – подшипник опорный, 3 – червячное колесо, 4 – червяк, 5 – валик,
6 – подшипник скольжения, 7 – корпус, 8 – штурвал, 9 – подшипник

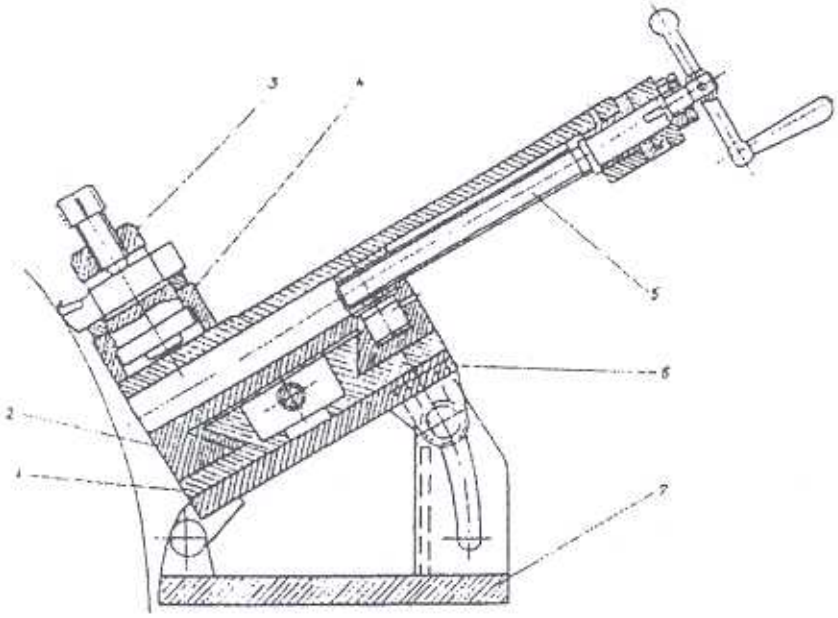


Рис. 12-59. Приспособление для проточки контактных колец и вала ротора

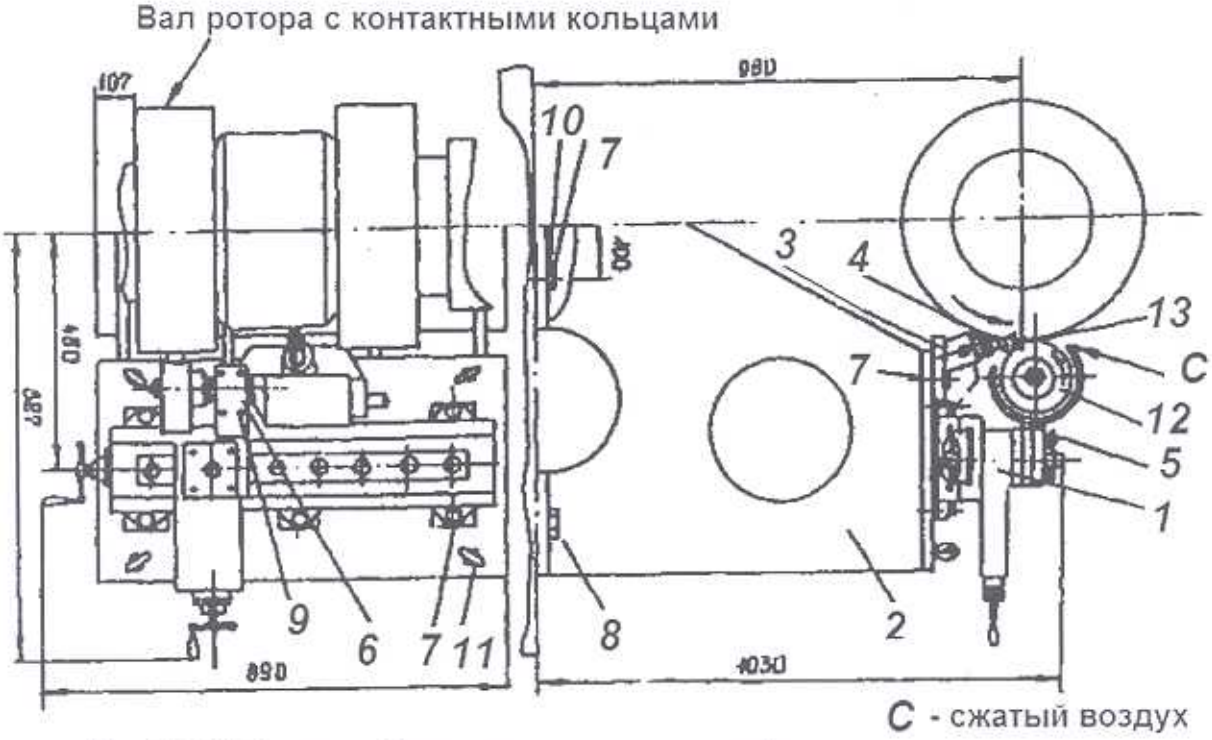


Рис. 12-60. Приспособление для проточки и шлифовки контактных колец турбогенераторов ТГВ-300:
1 –суппорт, 2 – подставка, 3 – основание, 4 – штырь, 5, державка, 6 – накладка, 7 – болт М16х50, 8 – болт М30х70, 9 – болт М25х65, 10 –шайба. 11– рым-болт, 12 – электрошлифовальная машина ИЭ-2002, 13 – державка для правки шлифовального круга

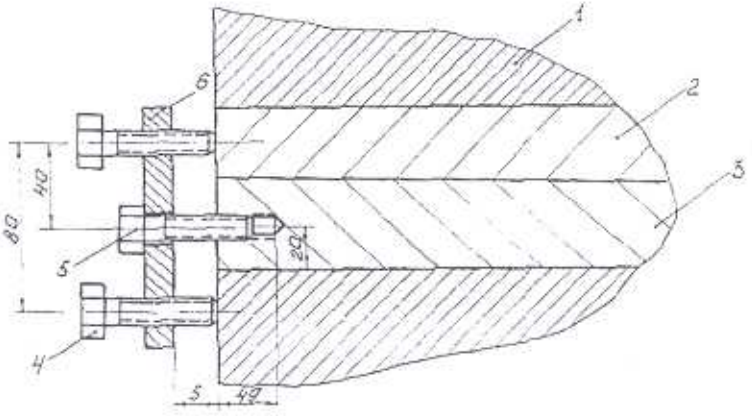


Рис. 12-61. Приспособление для удаления шпонки полумуфты:
1 – полумуфта, 2, 3 – шпонки, 4 – болт вытяжной М20, 5 – болт натяжной М20, 6 – планка.

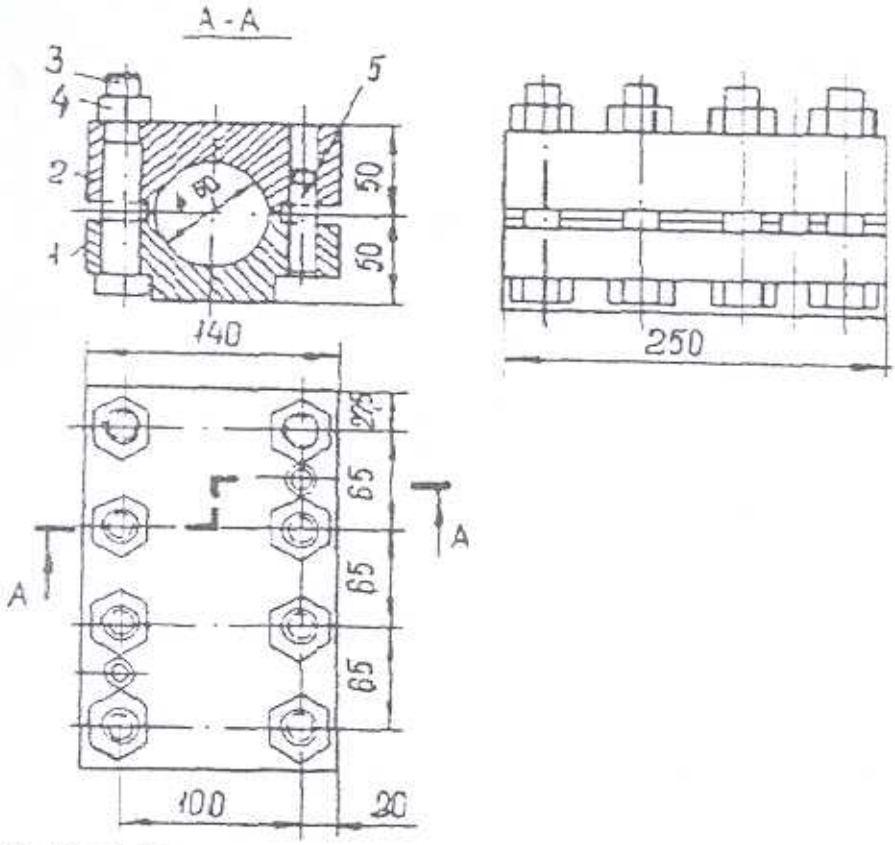


Рис. 12-62. Пресс-форма для опрессовки изоляции токоведущих болтов ротора: 1 – основание, 2 – крышка. 3 – болт, 4 – гайка М20, 5 –штифт

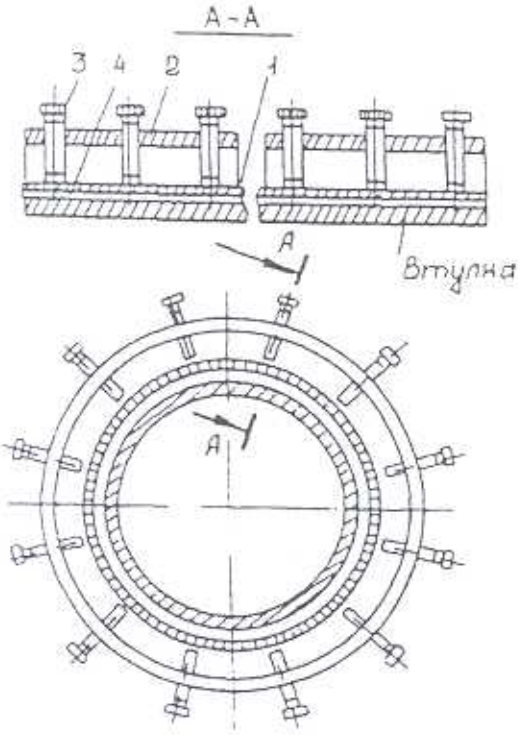


Рис. 12-63. Приспособление для опрессовки изоляции втулки: 1 –броня, 2 – пресс-кольцо, 3 – болт М24, 4 – стальная обечайка

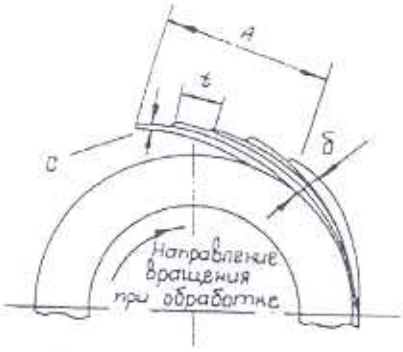


Рис. 12-64. Схема наложения миканита на втулку

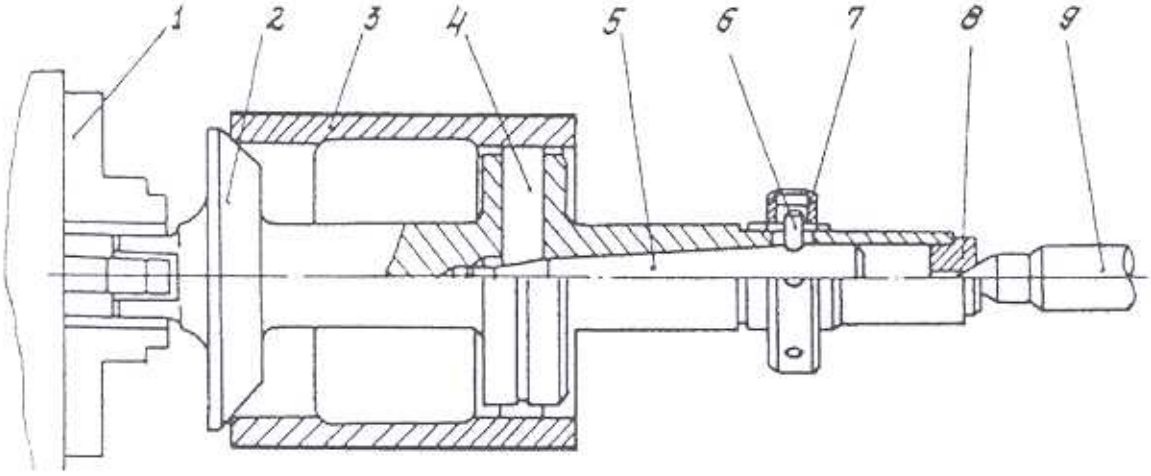


Рис. 12-65. Приспособление для проточки изоляции втулки контактных колец: 1 – патрон токарного станка, 2, 5, 9 – конусы, 3 – втулка контактных колец, 4 – плунжеры, 6 – палец. 7 – гайка, 8 – втулка

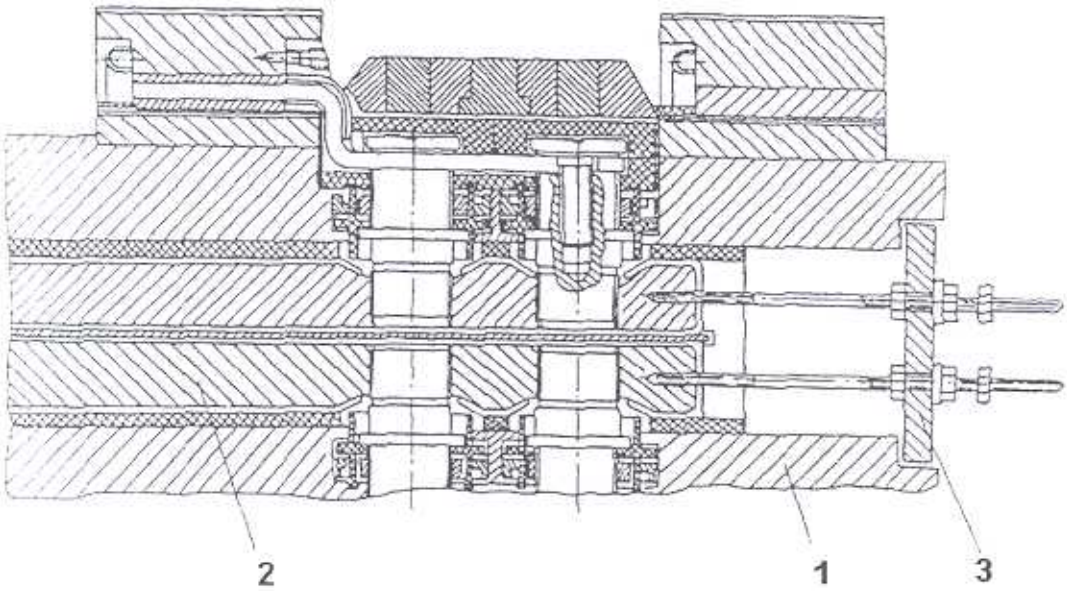


Рис. 12-66. Приспособление для выемки внутреннего токоподвода: 1 – вал ротора, 2 – стержень токоподвода, 3 –приспособление.

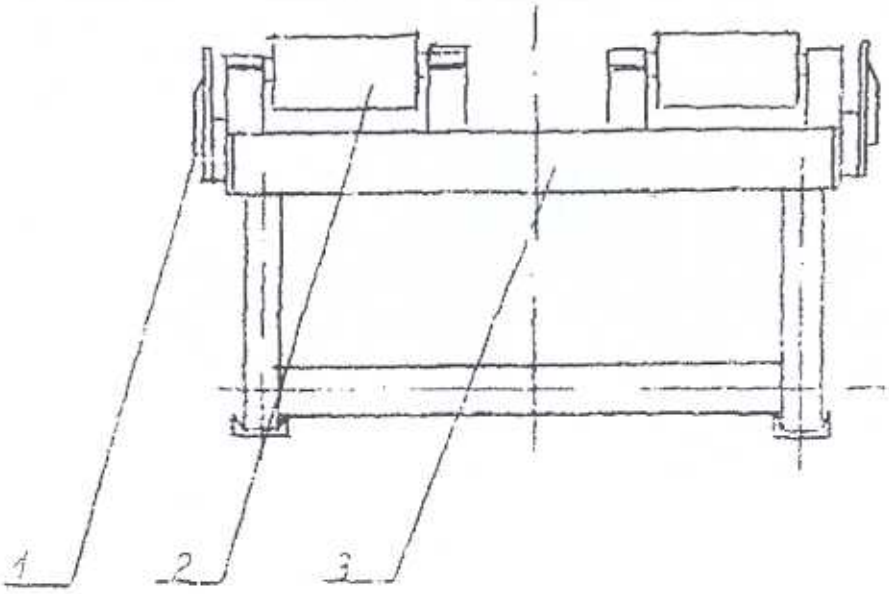


Рис. 12-67. Роликовая опора для бандажного кольца:
1 – ограничитель, 2 – каток, 3 – рама

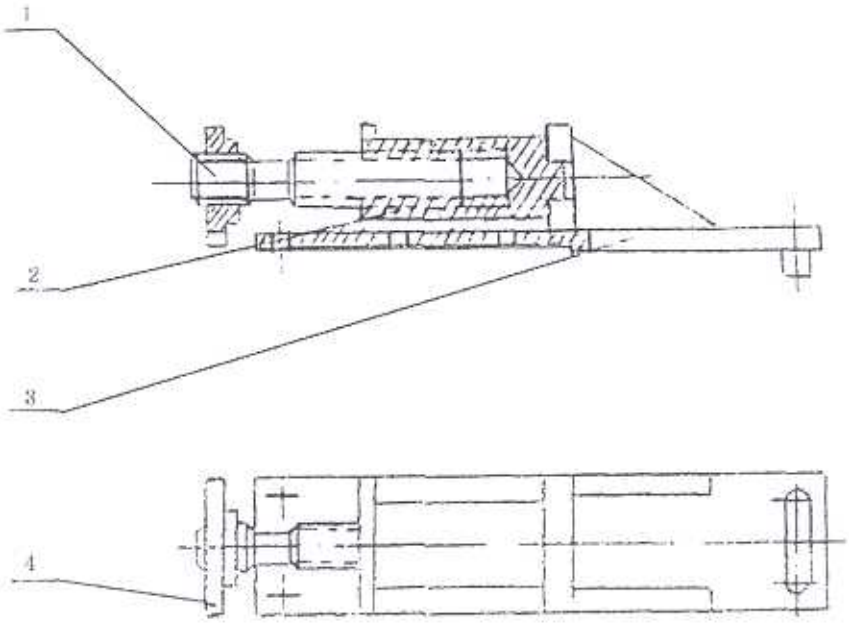


Рис. 12-68. Приспособление для удаления клиньев паза токоподвода:
1 – шпилька, 2 – гайка, 3 – башмак, 4 – сегмент

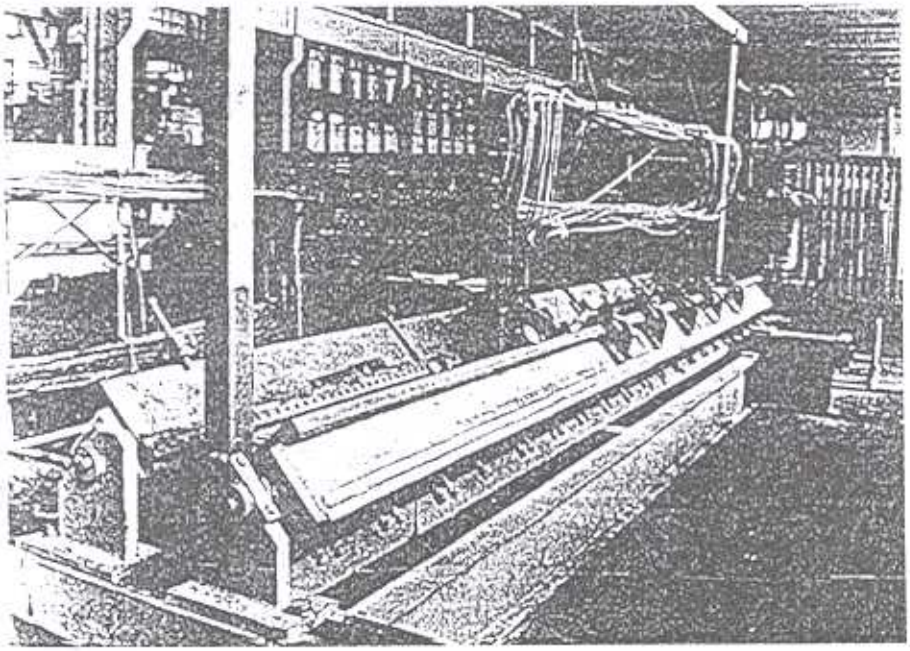


Рис. 12-69. Универсальный стол для рихтовки катушек роторов турбогенераторов

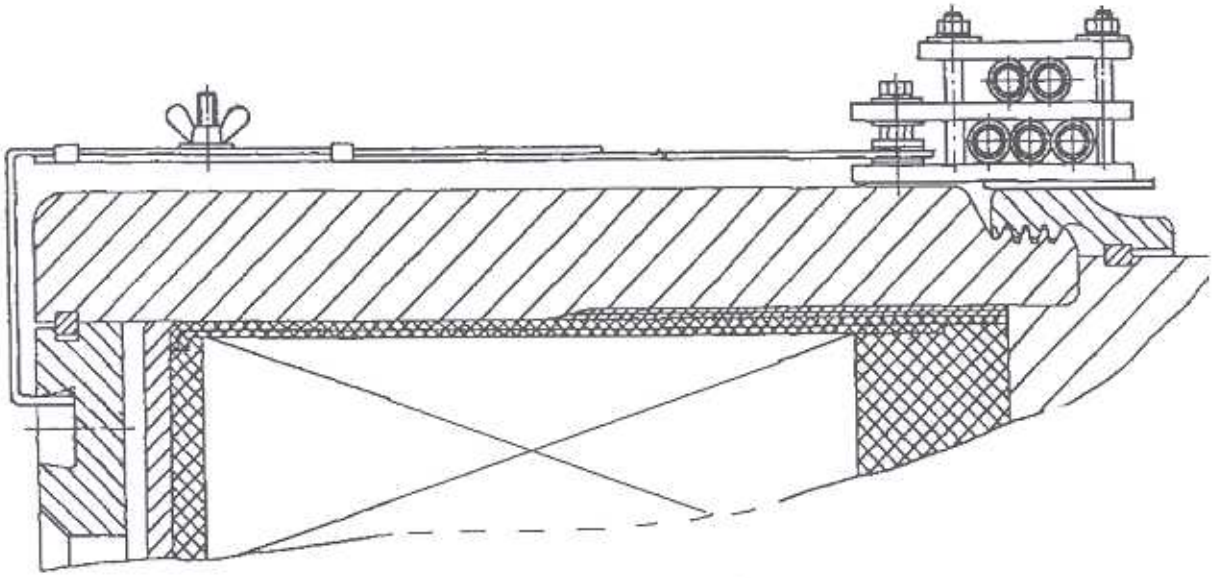


Рис. 12-70. Установка индуктора для нагрева гайки крепления бандажного кольца

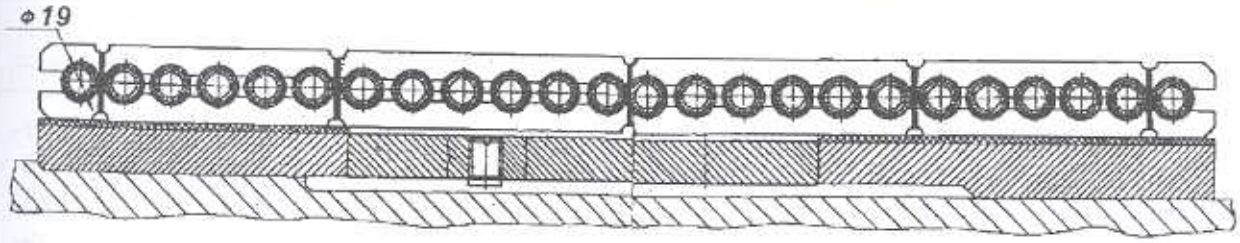


Рис. 12-71. Установка индуктора для нагрева втулки контактного кольца

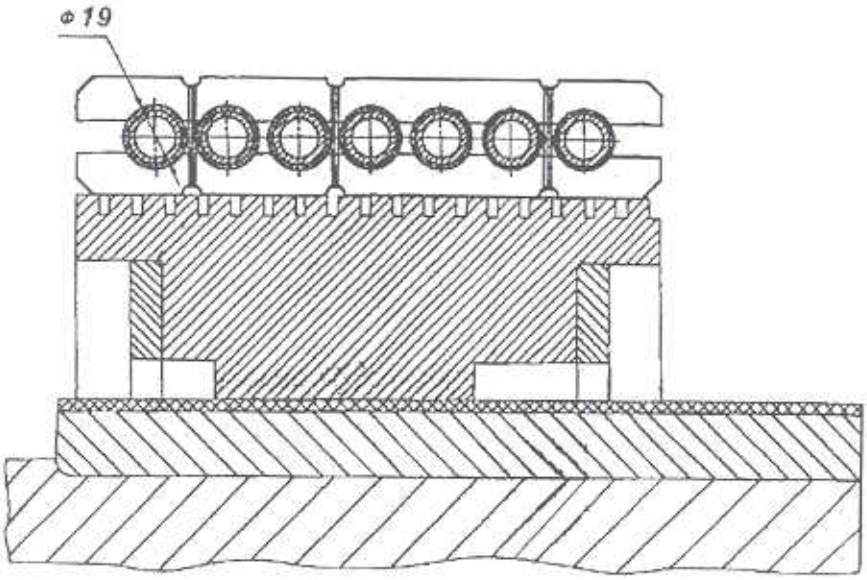


Рис. 12-72. Установка индуктора для нагрева контактного кольца

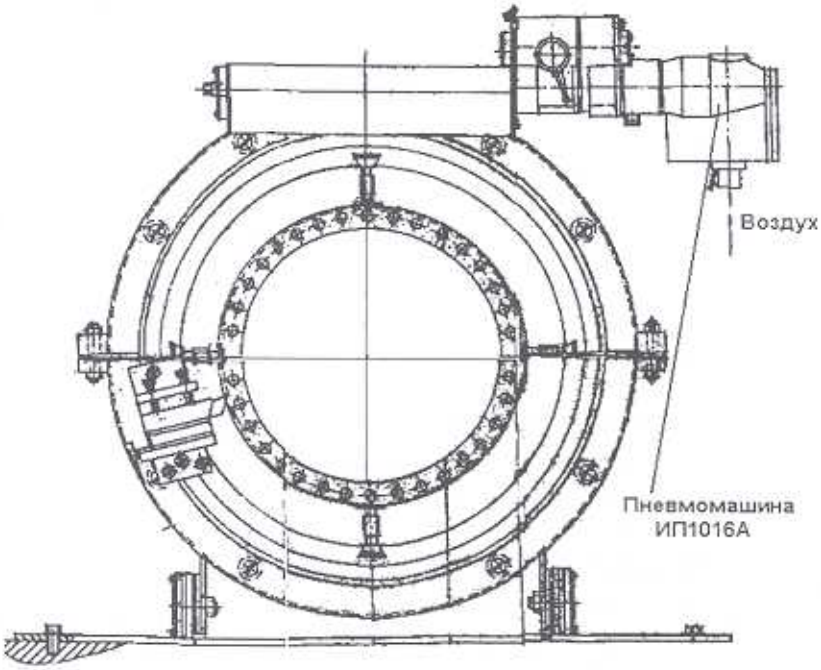


Рис. 12-73. Приспособление для проточки канавок контактных колец

12.7. Приспособления и специальный инструмент для ремонта статора

В разделе дано краткое техническое описание приспособлений и специального инструмента, а также указано количество комплектов, необходимых при полной замене обмотки статора (табл. 12-40). Рисунки и эскизы приведены после таблицы. Описания и технические данные взяты по материалам ремонтных предприятий и турбогенераторостроительных заводов. Использованы частично материалы [1]. Кроме приспособлений, указанных в табл. 12-40, применяются клещи электроугольные для пайки обмоток, установка для подвески клещей для пайки, приспособление для обжима головок при пайке, подушка для предохранения изоляции при осадке стержня, доска осадочная, шаблон для установки бандажных колец, макет для проверки формы стержней.

Таблица 12-40. Приспособления для ремонта статора

Номер рисунка	Наименование	Краткое описание	Количество на статор	Примечание
–	Стенд для испытания стержней статора с водяным охлаждением	Служит для проверки стержней на проходимость, опрессовки стержней и шлангов, проведения высоковольтных испытаний. Укомплектован трубной рамной, трубной подвеской с четырьмя вентилями на ней и шестью штуцерами для присоединения шлангов, стойками для укладки стержней, мерной посудой для проверки на проходимость, корытом для стока воды из шлангов, высоковольтной испытательной установкой, второй подвеской с 10 отводами. Каждый снабжен вентилем и манометром, оборудованным трубкой, компенсатором со штуцером для присоединения стержня. Стенд присоединяется к конденсатной линии, высокое давление создается насосом, смонтированным на тележке	1 компл.	При необходимости количество отводов может быть изменено
12-74	Угольник для переноски статорных стержней	Служит для переноса стержней обмотки. Состоит из двух досок толщиной 25–30 мм, скрепленных шурупами под углом 90°. Ширина одной доски (А) больше высоты стержня на 5 мм, ширина второй (Б) равна приблизительно ширине стержня. Длина угольника (В) – по прямой части стержня	4–6 шт.	–
12-75	Приспособление для изгиба меди при транспозиции	Применяется для изготовления плетеных транспонированных стержней обмотки статора путем изгиба проводников в местах переходов. Состоит из двух массивных щек с выступами и кольцеобразными вырезами	2 шт.	Необходимо при изготовлении новых стержней
12 -76	Приспособление для установки бандажных колец статора	Комплект скоб, соединенных болтом (шпилькой). Обеспечивает установку бандажных колец в проектное положение	4–6 шт.	–
12-77	Домкрат для укладки лобовых частей	Состоит из трубки с внутренней нарезкой и отверстиями для шпильки рукоятки. В трубку по торцам ввернуты два стержня – с правой и левой резьбой	6–8 шт.	По 2 шт. каждого размера

Номер рисунка	Наименование	Краткое описание	Количество на статор	Примечание
12-78	Шкаф-термостат для нагрева стержней перед укладкой	Предназначен для нагрева стержней с компаундированной изоляцией при укладке обмотки. Состоит из обитого изнутри асбестом ящика с расположенными на дне нагревателями, закрытыми асбестом. Нагрев паром или ТЭН от сварочного трансформатора. Контроль температуры двумя ртутными термометрами	1 шт.	–
–	Приспособление для нагрева стержней током перед укладкой	Состоит из контактного приспособления с винтовым или эксцентриковым зажимом, выполненного по форме контактной поверхности головки. Приспособление крепится к стойке карданным подвесом. Подвод тока от сварочного трансформатора к зажиму –гибким кабелем	2 компл.	–
12-79	Приспособление для прогрева паром стержней с компаундированной изоляцией	Применяется для стержней с водяным охлаждением. Используется стенд для испытания стержней. Вместо конденсата подключается пар	–	–
12-80	Универсальный домкрат для укладки стержней обмотки статора в пазы	Состоит из кронштейна с гайкой и ходовым винтом, болтов крепления к технологическому пазовому клину, регулировочного винта и паза	Расстояние между домкратами 1 м	–
–	Молоток для правки лобовых частей	Отрезок толстостенной трубы с рукояткой с вставленными по торцам сменными бойками из резины	4 шт.	–
12-81	Вилка для правки лобовых частей	Предназначена для поворота лобовых частей и головок. П-образная скоба из листовой стали толщиной 5–6 мм, прикрепленная к длинной рукоятке. Ширина и высота скобы – по размерам стержня, длина 50–60 мм.	2 шт.	–
–	Зубило для обрубки витков головок статора	Узкое (шириной 20–30 мм) длинное зубило	6 шт.	–
12-82	Приспособление для обрезки вентиляционных трубок	Стальная оправка с зажатым в ней ножовочным полотном	4 шт.	Для стержней статора генераторов серии ТГВ с газовым охлаждением
12-83	Гребенка для рихтовки трубок и установки колпаков	Стальная пластина толщ. 5–6 мм с выступами и отверстием на концах. Размеры, L, Б, R– по месту	2 шт.	То же
12-84	Встречные клинья для крепления обмотки	Деревянные клинья, образующие в сложенном виде параллелепипед с размерами 100x150 x *B*, где размер *B* больше ширины паза на 2 мм	По 4 пары на паз	–
12-85	Калибр для проверки размеров пазовой части изолированного стержня	Стальная пластина толщиной 10–15 мм с двумя вырезами по толщине и высоте стержня	2 шт.	–
12-86	Штуцер для продувки вентиляционных трубок обмотки статора	Металлическая трубка с двумя наконечниками: один для шланга, второй для установки в трубку охлаждения стержня	2 шт.	Для стержней статора генераторов серии ТГВ с газовым охлаждением

Номер рисунка	Наименование	Краткое описание	Количество на статор	Примечание
12-87	Выколотка для расклиновки пазов обмотки статора	Стальной стержень с наставкой по форме клина с одной стороны и шестигранником для отбойного молотка с другой	8 шт.	При малых усилиях при расклиновке выколотка заменяется текстолитовой пластиной размерами, мм 200x130x20–200x130x30
–	Игла для вязки бандажей	Стальная проволока диаметром 5–6 мм, длиной 150–300 мм с ушком для бандажного шнура	10 шт.	–
12-88	Нож для обрезки изоляции стержней	Стальная трубка с приваренной к ней стальной пластинкой	4 шт.	–
12-89	Приспособление для пайки головок	Стальная струбцина, обработанная внутри по размеру сечения неизолированного стержня	2 шт.	–
12-90	Приспособление для выемки статорной обмотки	Комплект из двух прямоугольных ломиков размером 1200x30xB, где размер *B* меньше ширины паза на 2–3 мм. К одному ломику под углом 30° приварена полоса размером 300xBx10.	2–3 компл.	Применяется при выемке плотно сидящих стержней обмотки
12-91	Приспособление для опрессовки выводов	Стальной толстостенный сосуд с крышкой и фланцем с вваренным отводом, с манометром на 0,5–1 МПа, вентилем и штуцером для подвода сжатого воздуха	1 компл.	Для генераторов серии ТГВ
12-92	Приспособление для проточки привалочных поверхностей торцевых щитов	Состоит из основания, крепящегося к валу, с установленным на нем суппортом от токарного станка	1 компл.	–
12-93	Пневматическое приспособление для продораживания коллектора	Состоит из пневматической машинки с разъемным коническим валом и дисковой фрезы 20–25 мм, толщиной 0,8–1 мм, закрепляемой резьбовым соединением на валу	2 шт.	Фрезы изготавливаются на токарном станке из инструментальной стали, затем закаливаются в масле до твердости HB=50–65
12-94	Приспособление для формовки головок стержней обмотки статора при пайке	Состоит из планок и нажимных винтов. Обеспечивает выравнивание головок стержней и установку их в проектное положение	до 10 компл.	–
12-95	Струбцина для сборки головок стержней	Состоит из скобы, прижимов и нажимного винта. Обеспечивает сборку головок в хомут	до 10 шт.	–
12-96	Струбцина для выравнивания наконечников головок стержней	Состоит из скобы и нажимного винта. Обеспечивает выравнивание и установку контактных приливов наконечников стержней в проектное положение для пайки	до 10 шт.	–
12-97	Приспособление для обрезки концов стержней статора	Состоит из сварных скоб, нажимного винта и ножа. Позволяет производить обрезку концов стержней под размер	2–4 шт.	–

Номер рисунка	Наименование	Краткое описание	Количество на статор	Примечание
12-98	Оправка для установки уплотняющих прокладок в пазы статора	Материал –немагнитная сталь. В расширенной части оправка имеет паз для заводки волнистых (гофрированных) уплотняющих прокладок.	4 шт.	Рекомендуется комплект инструментов: клин для отжима стержня, крючок для выемки прокладки, нож для обрезки прокладок, набор широких щупов
12-99	Нож циркульный	Состоит из рукоятки, мерной рейки, стойки и ножа. Применяется для нарезки прокладок различных размеров	2 шт.	–
12-100	Приспособление для соединения головок стержней при пайке	Состоит из сварной скобы с нажимным винтом. Применяется при пайке головок, расположенных на малых расстояниях друг от друга	до 10 компл.	–
12-101	Кусачки	Применяются для обрезки одиночных элементарных проводников, проводов и жил кабелей	1–2 шт.	–
12-102	Шаблон для контроля вылета лобовых частей нижних стержней обмотки статора	Деревянный угольник для контроля вылета лобовых частей стержней и положения головок относительно пазов и зубцов	2 шт.	–
12-103	Ключ для разборки выводов	Ключ специальный. Применяется при разборке уплотнения выводов обмотки статора	1 шт.	–
12-104	Специальный щуп для контроля запрессовки сердечника статора	Обеспечивает при контролируемом усилии измерение величины проникновения наконечника между листами стали	1 шт.	–
12-105	Притир для ремонта ниппелей	Применяется для притирки ниппелей в соединениях системы водяного охлаждения статора	1 шт.	–
12-106	Крючок	Крючок для извлечения гофрированной прокладки из паза. Материал –немагнитная сталь.	2 шт.	–
12-107	Клин для отжатия стержня в пазу	Клин применяется при установке гофрированной прокладки в паз. Материал – немагнитная сталь.	4 шт.	–
12-108	Нож для обрезки	Нож применяется для обрезки в пазу гофрированной прокладки. Материал – нержавеющая сталь.	2 шт.	–
12-109	Наставка для расклиновки	Наставка применяется для удаления нижних клиньев при расклиновке статора. Материал – немагнитная сталь.	4 шт.	–
12-110	Наставка для заклиновки	Наставка применяется для заклиновки нижних пазовых клиньев при заклиновке статора. Материал – алюминий.	4 шт.	–
–	Приспособление для ремонта активной стали статора	Механизированное переносное фрезерное устройство, позволяющее производить выборку поврежденной активной стали в пазах и зубцах статора	1 компл.	–
–	Приспособление для формовки изоляционных коробок	Устройство представляет сдвоенный пневмоцилиндр, смонтированный на раме с колонками. Общее усилие на шток – 200 Н.	1 компл. на предпр.	–
12-111	Струбцина для изолировки головок	Струбцина применяется для удерживания и сжатия половин пластмассовых коробок при изолировке головок	4 шт.	–

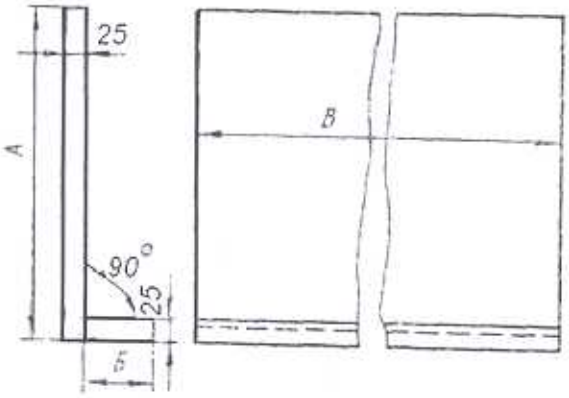


Рис. 12-74. Угольник для переноса стержней:
А – высота стержня плюс 5 мм; Б – ширина стержня;
В – длина прямолинейной части стержня.

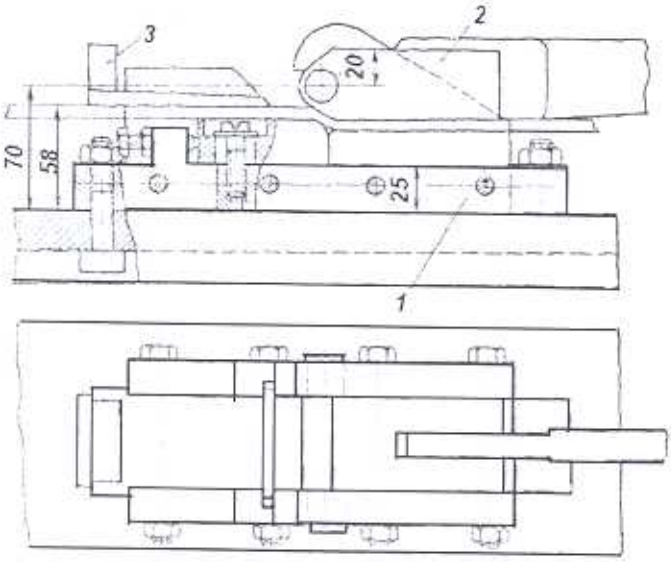


Рис. 12-75. Приспособление для изгиба меди статорной обмотки:
1 – основание; 2 – рычаг; 3 – клин

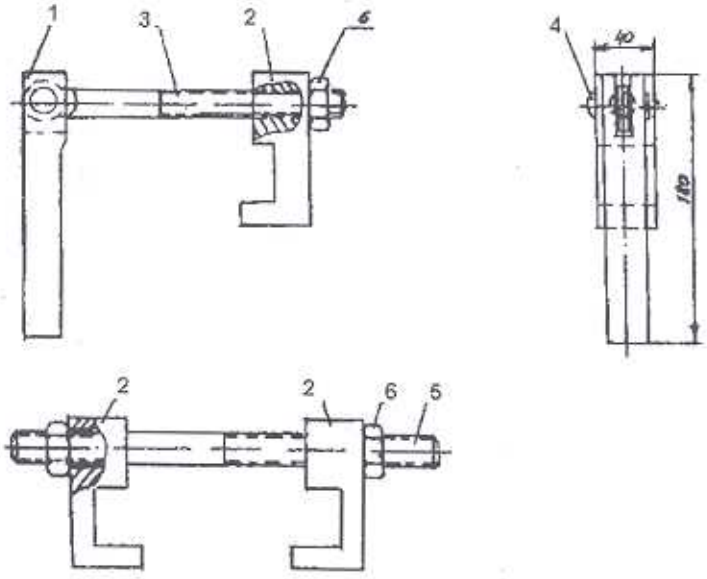


Рис. 12-76. Приспособление для установки бандажных колец статора:
1 – палец. 2 – скоба , 3 – болт, 4 – ось. 5 – шпилька, 6 – гайка

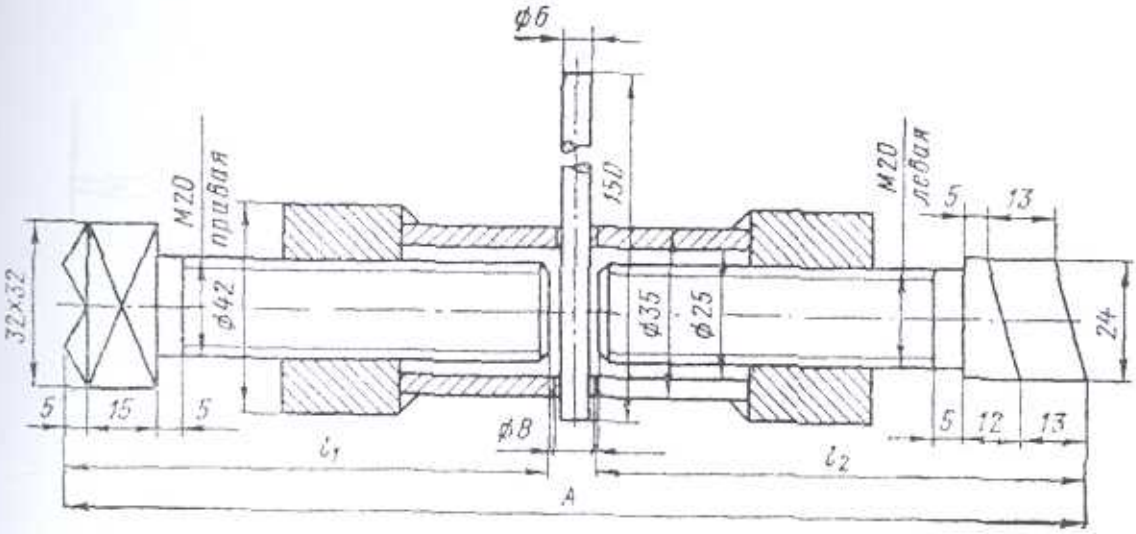


Рис. 12-77. Домкрат для лобовых частей.
$A_{мин}$ – 205, 405, 505 мм; $A_{макс}$ – 350, 685, 885 мм;
l_1 – 95, 190. 240 мм; l_2 – 100, 195, 245 мм.

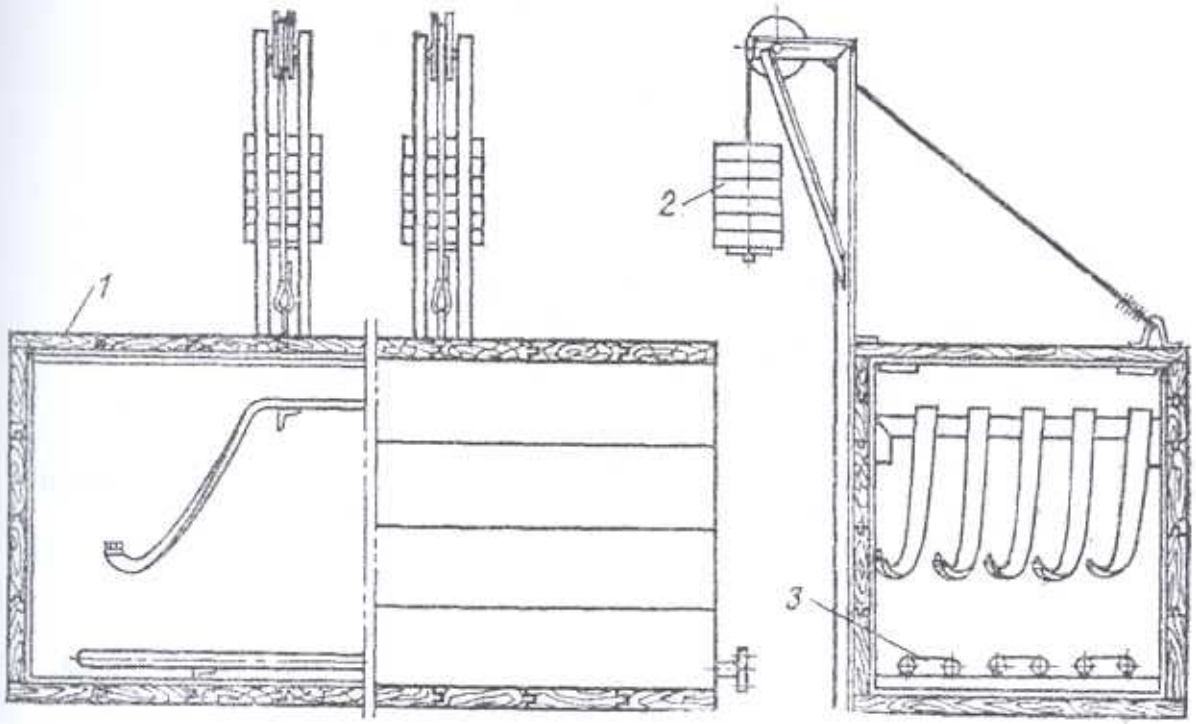


Рис. 12-78. Шкаф-термостат для прогрева стержней статорной обмотки перед укладкой:
1 – ящик, утепленный асбестом; 2 – груз; 3 – нагреватель

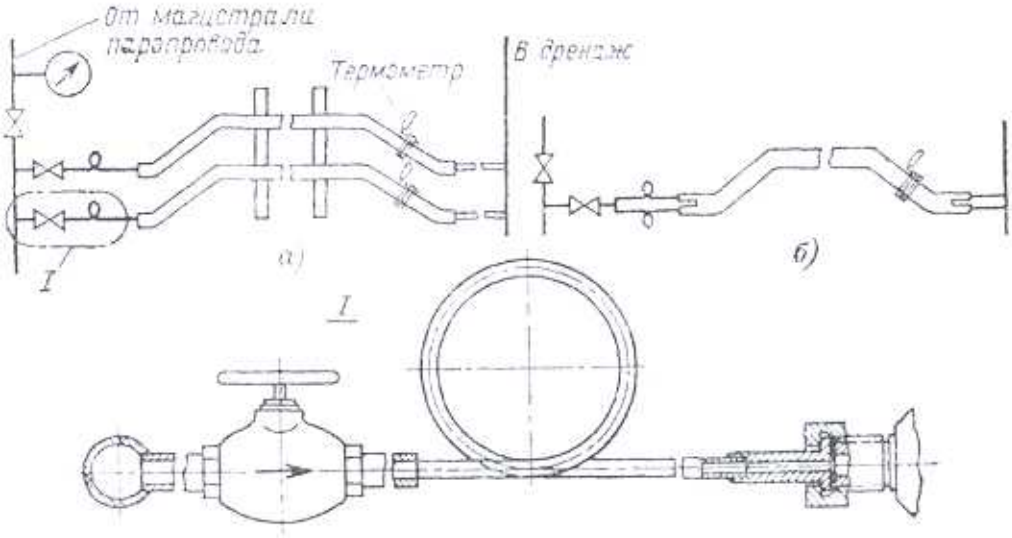
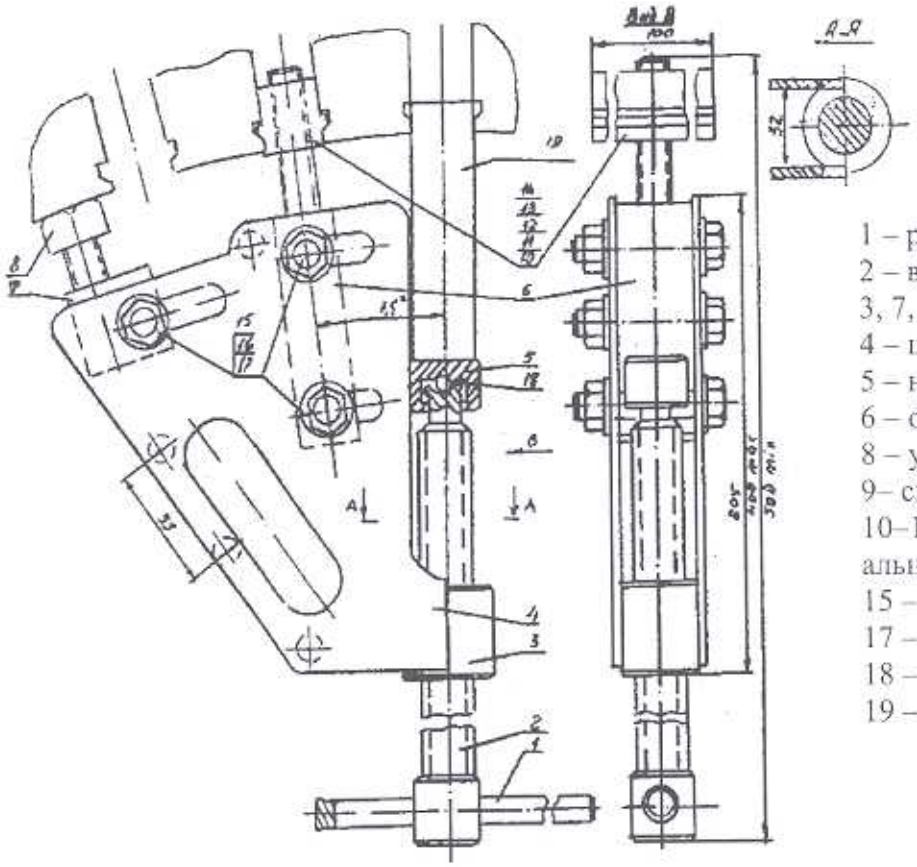


Рис. 12-79. Приспособление для прогрева паром стержней статора при укладке обмотки



1 – ручка;
2 – винт;
3, 7, 16 – гайки,
4 – щека,
5 – наконечник,
6 – опора,
8 – упор,
9– связь,
10–14 – клин специальный,
15 – болт,
17 – шайба,
18 – шарик,
19 – доска осадочная.

Рис. 12-80. Домкрат универсальный для укладки стержней статорной обмотки.

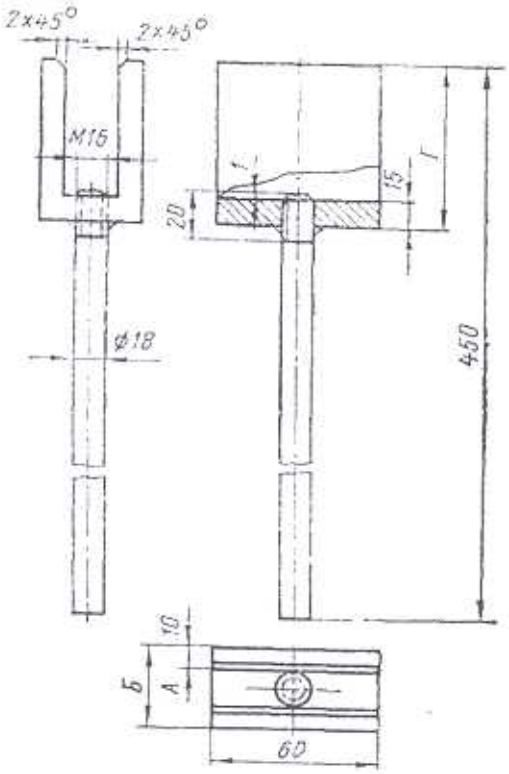


Рис. 12-81. Вилка для правки лобовых частей:
А – ширина стержня плюс 5 мм;
Б=А + 20 мм;
Г – высота лобовой дуги плюс 20 мм

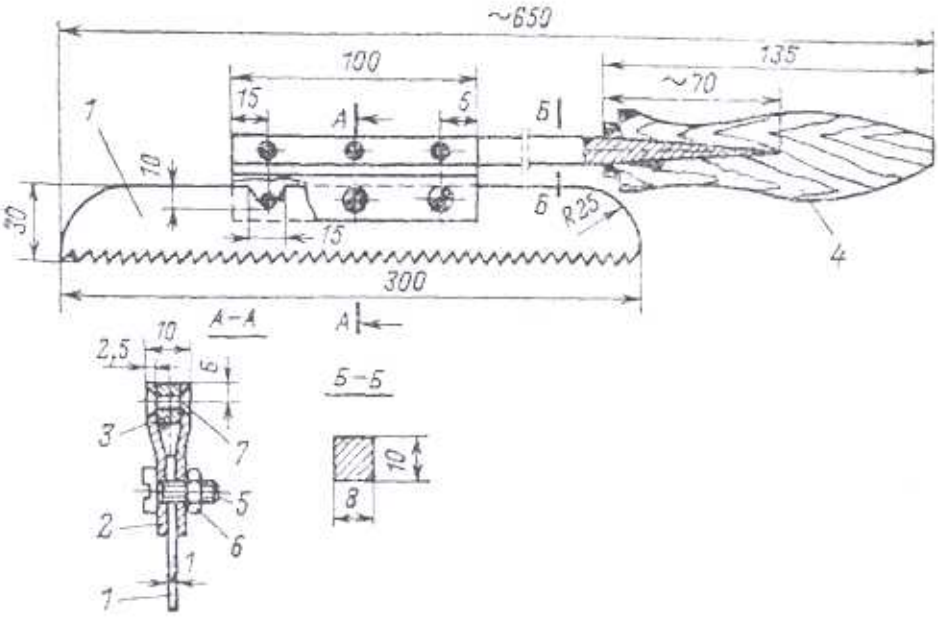


Рис. 12-82. Приспособление для обрезки вентиляционных трубок (ТГВ):
1 – ножовочное полотно; 2 – накладка; 3 – держатель; 4 – рукоятка;
5, 6 – винт с гайкой; 7 – заклепка.

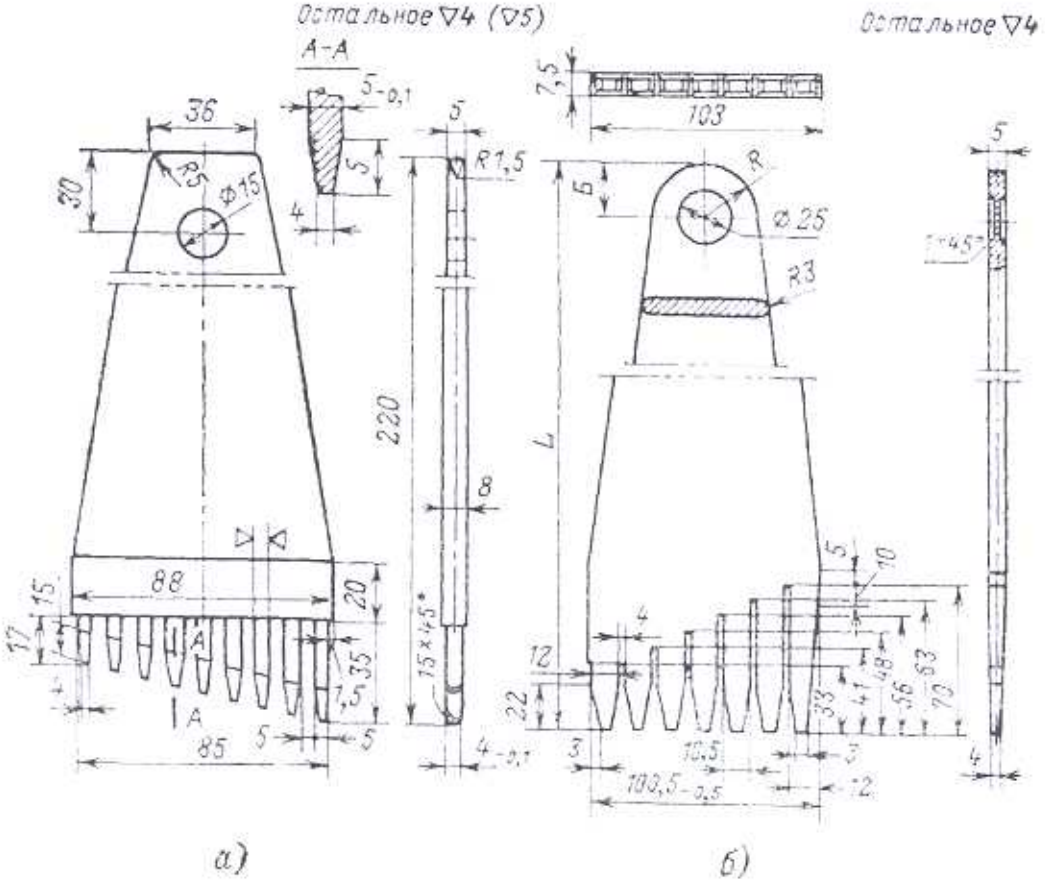


Рис. 12-83. Гребенка для рихтовки трубок и установки колпаков:
а – для генератора ТГВ-200; б – для генератора ТГВ-300.

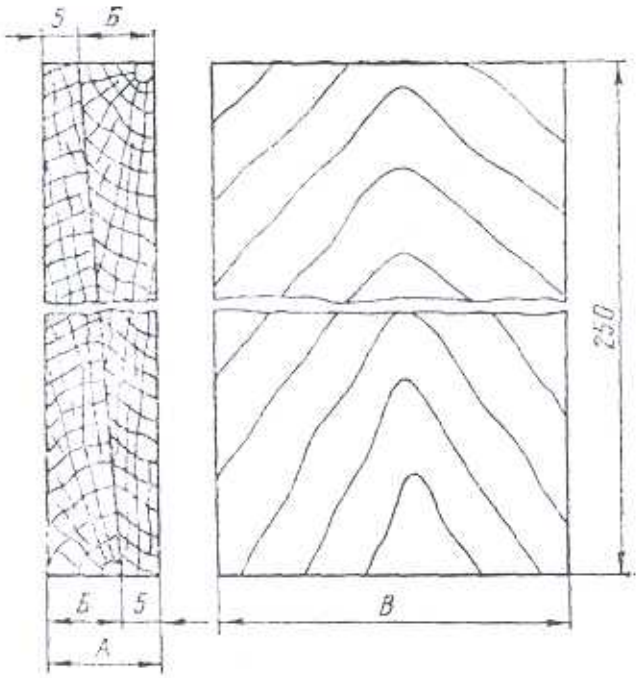


Рис. 12-84. Встречные клинья для крепления стержня в пазу:
А – ширина паза минус 1 мм; Б равно А минус 5 мм;
В – высота паза минус высота стержня плюс 50 мм.

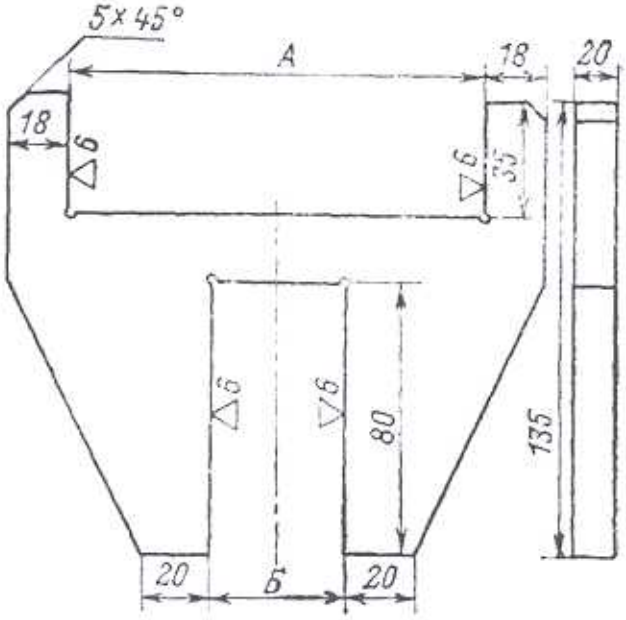


Рис. 12-85. Калибр для проверки размеров изолированного стержня:
А – высота стержня плюс 1 мм; Б – ширина стержня минус 0,1 мм

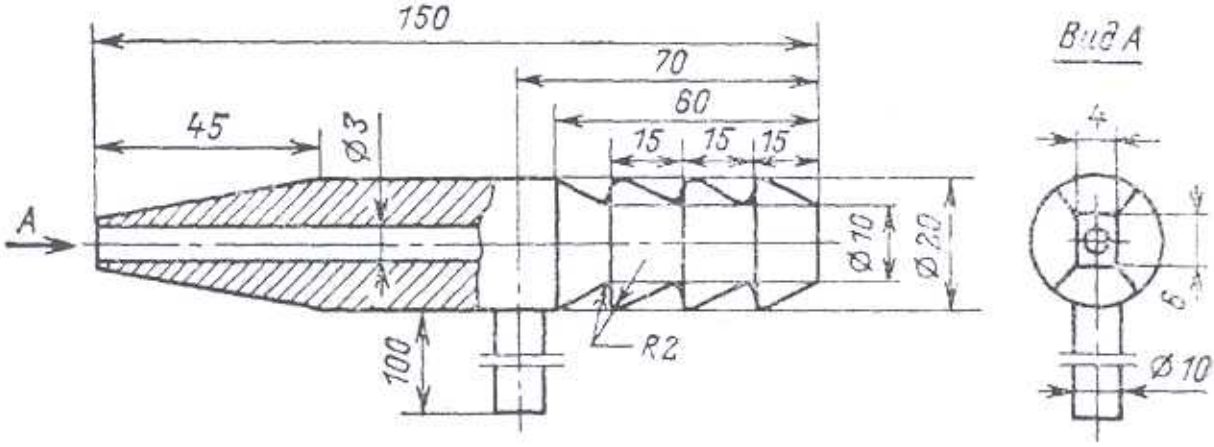


Рис. 12-86. Штуцер для продувки вентиляционных трубок стержней генераторов ТГВ

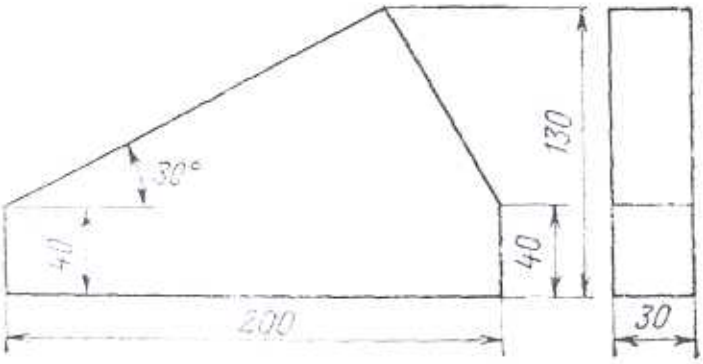


Рис. 12-87. Выколотка для статорных клиньев

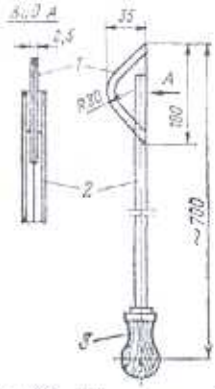


Рис. 12-88. Нож для обрезки изоляции стержней:
1 – нож; *2* – держатель; *3* – ручка

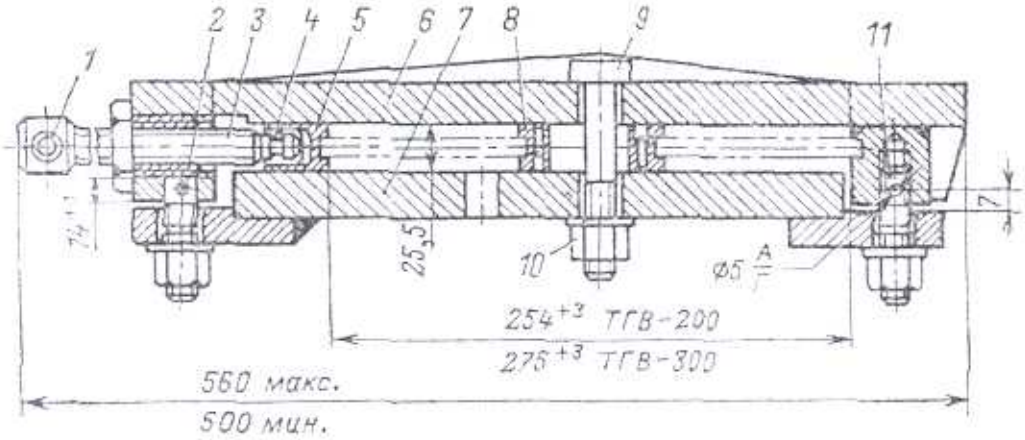


Рис. 12-89. Приспособление для пайки головок статоров генераторов ТГВ-200, ТГВ-300:

1 – рукоятка; *2, 4* – штифт; *3* – нажимный винт; *5* – нажимная планка; *6, 7* – планки; *8* –вставка дистанционная; *9, 10* – стягивающий болт с гайкой; *11* – шпилька.

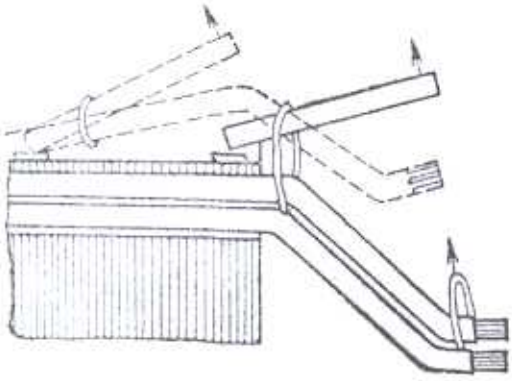


Рис. 12-90. Приспособление для выемки статорной обмотки

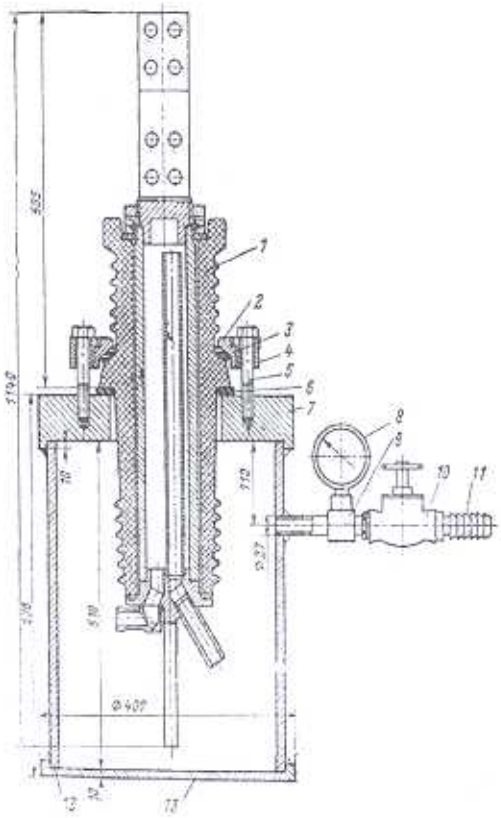


Рис. 12-91. Приспособление для опрессовки выводов статора:

1 – вывод концевой; *2* – кольцо разрезное; *3* –шайба уплотнительная; *4* – кольцо; *5* – стяжной болт; *6* – шайба уплотнительная; *7* – фланец верхний; *8* – манометр; *9* – патрубок; *10* – вентиль запорный; *11* – штуцер; *12, 13* – корпус

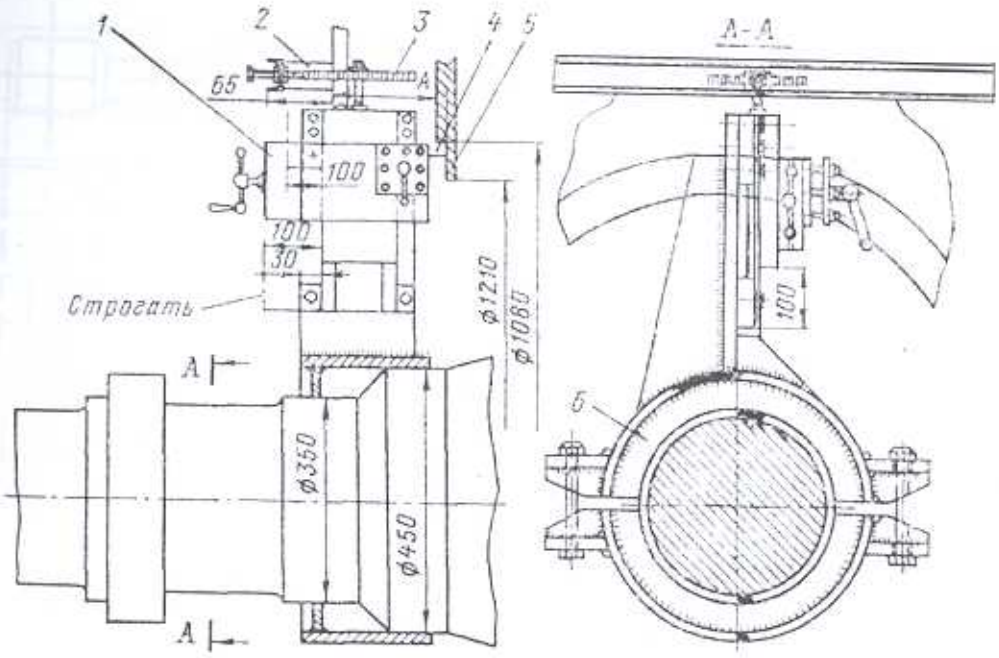


Рис. 12-92. Приспособление для проточки привалочных поверхностей щита; (размер А подбирается по месту с учетом вылета резца):
1 – суппорт; *2* – втулка промежуточная; *3* – шестерня; *4* – резец; *5* – обрабатываемый щит; *6* – основание.

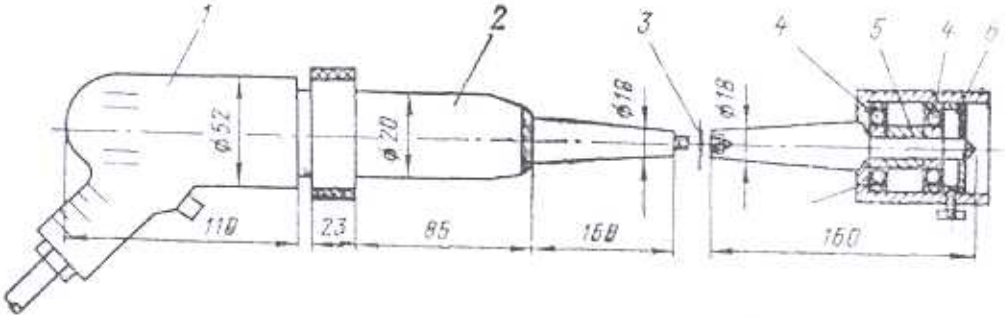


Рис.12-93. Приспособление для продораживания коллектора:
1 – пневмомашинка; *2* – конический вал; *3* – фреза; *4* – шарикоподшипник; *5* – втулка; *6* – корпус держателя.

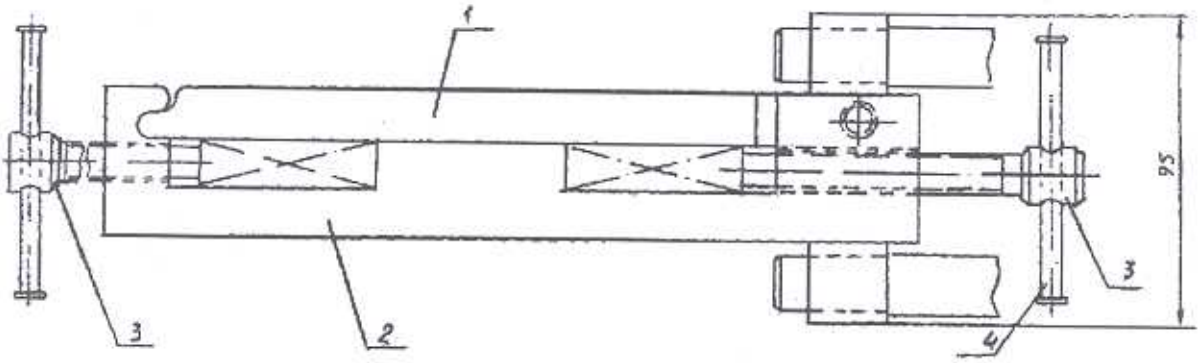


Рис.12-94. Приспособление для формовки головок стержней обмотки статора при пайке:
1 – планка, *2* – основание, *3* – винт нажимной, *4* – ручка

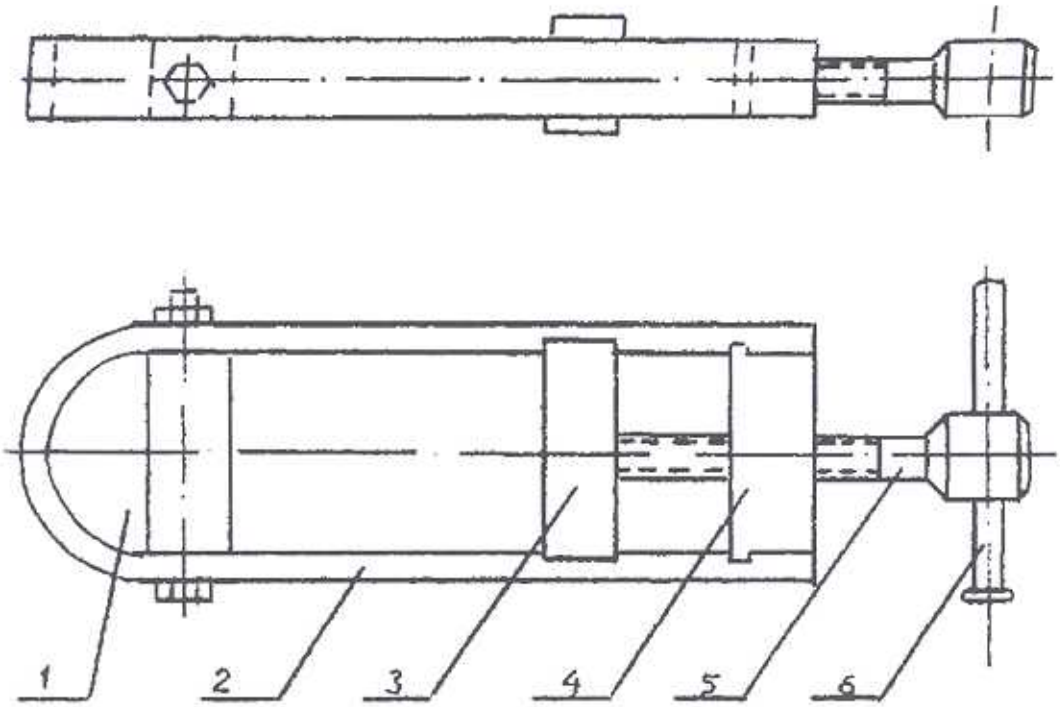


Рис.12-95. Струбцина для сборки головок стержней:
1, 4 – планки, *2* – скоба, *3* – прижим, *5* – винт, *6* – рычаг.

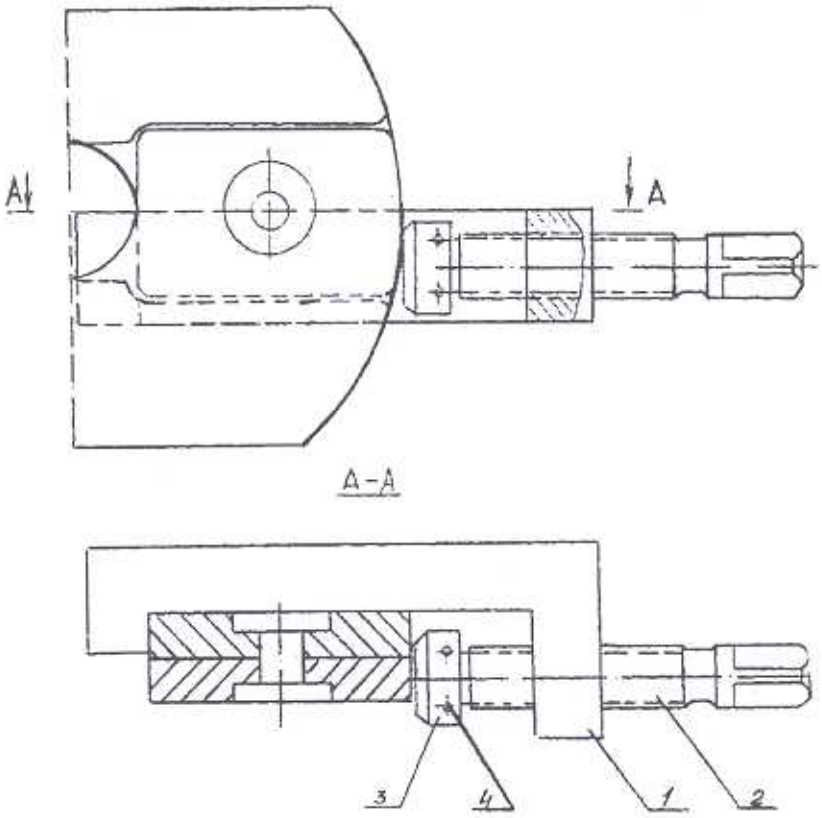


Рис. 12-96. Струбцина для выравнивания наконечников головок стержней:
1 – струбцина, *2* – винт нажимной, *3* – наконечник, *4* – шплинт.

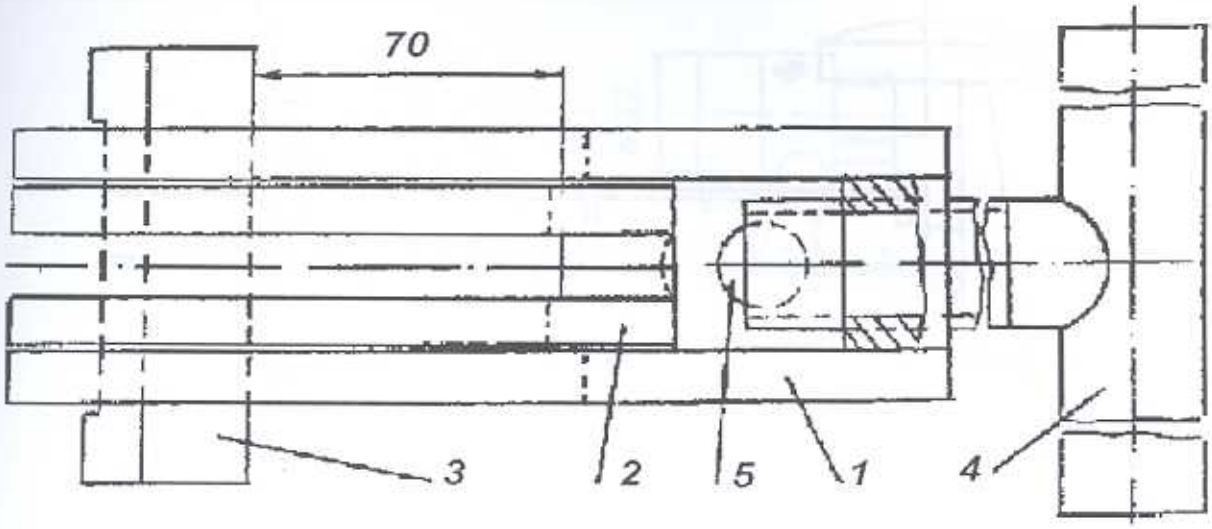


Рис. 12-97. Приспособление для обрезки концов стержней статора:
1 –скоба наружная, *2* – скоба внутренняя, *3* – нож, *4* – болт,
5 – шарик подшипника.

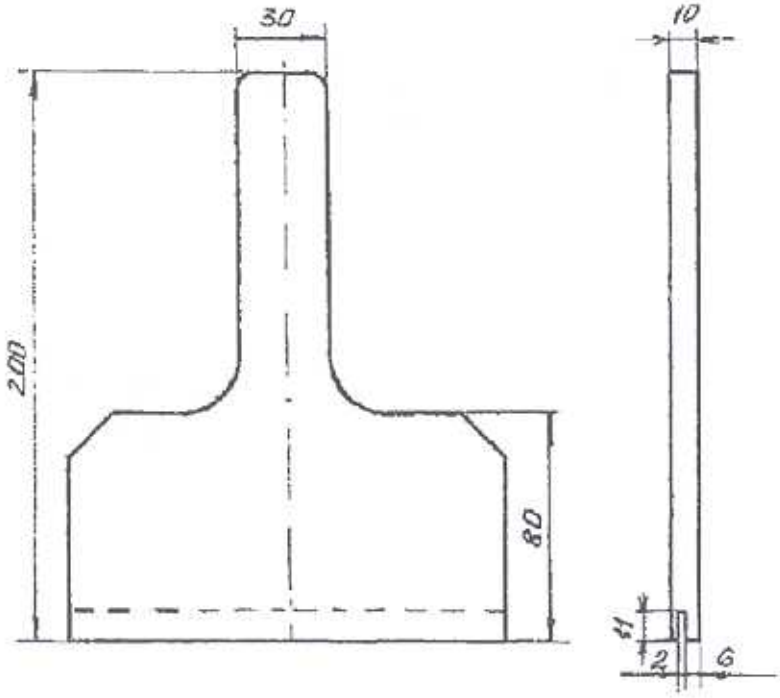


Рис.12-98. Оправка для установки уплотняющих прокладок в пазы статора

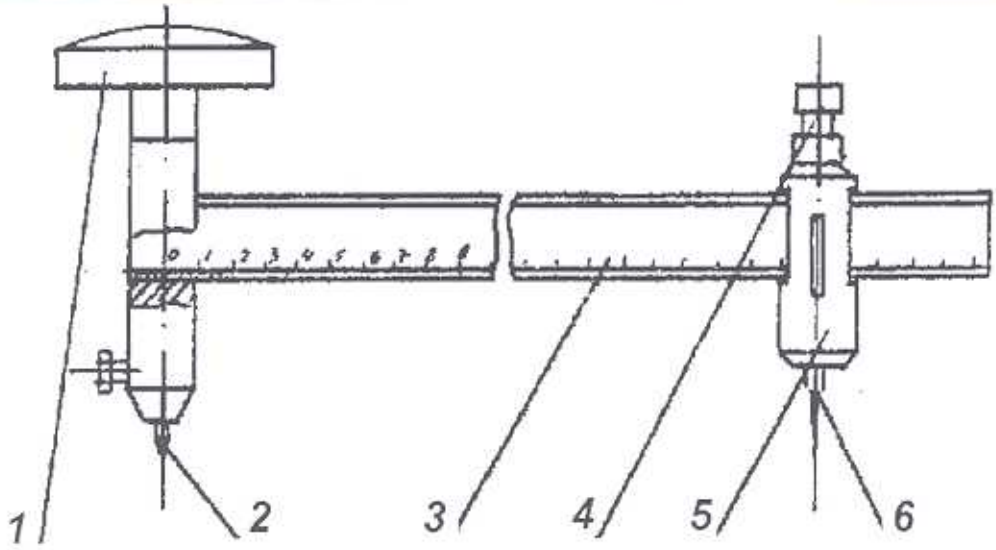


Рис. 12-99. Нож циркульный:
1 – рукоятка, *2* – центр, *3* – рейка, *4* – стопор, *5* – стойка, *6* – нож.

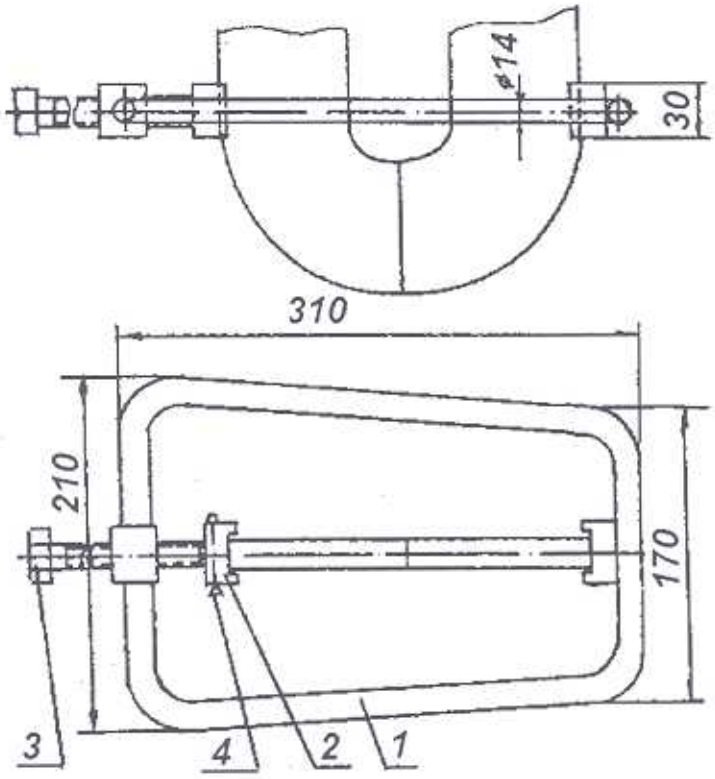


Рис. 12-100. Приспособление для соединения головок стержней при пайке:
1 –корпус, *2* – упор, *3* – болт, *4* – шплинт.

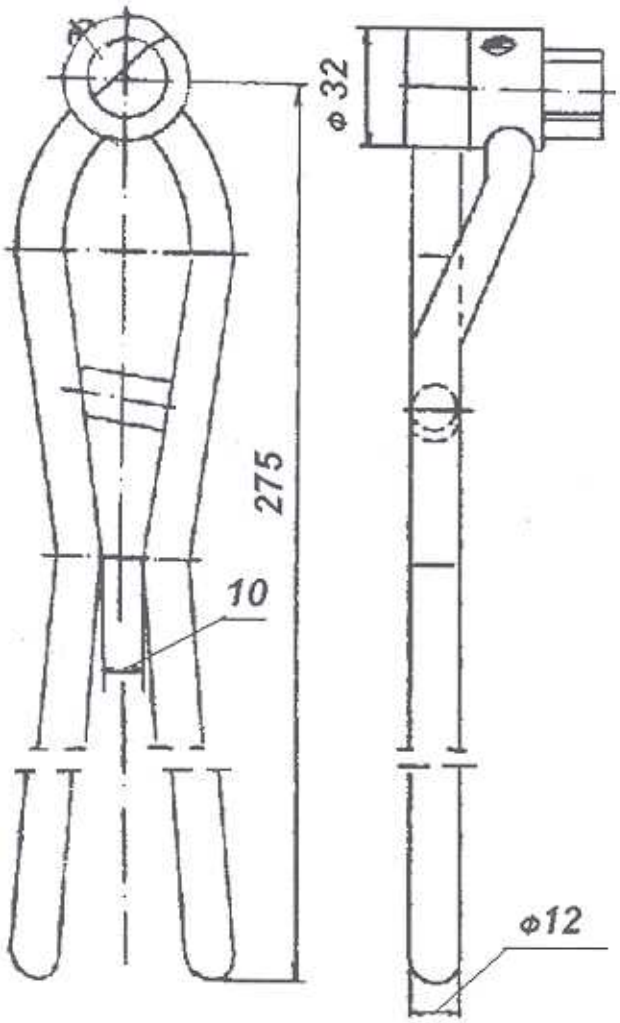


Рис. 12-101. Кусачки

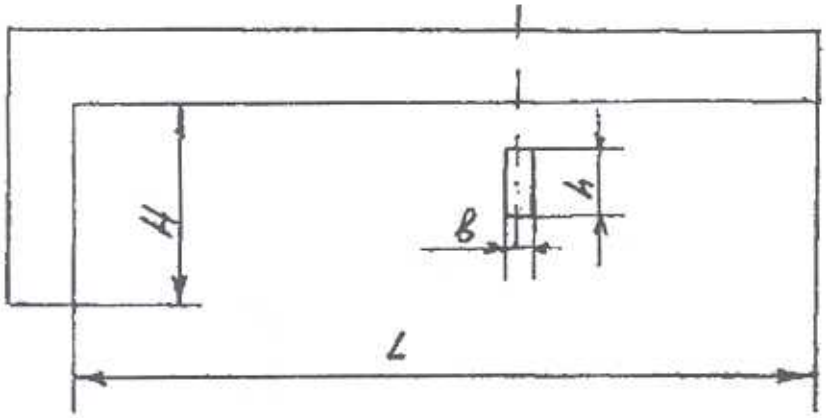


Рис. 12-102. Деревянный шаблон для контроля вылета лобовых частей нижних стержней обмотки статора:
H – расстояние от дна паза до головки стержня,
в –ширина паза минус 2 мм, *h* – высота стержня плюс 30–50 мм, *L*– вылет лобовой части стержня плюс 500–800 мм.

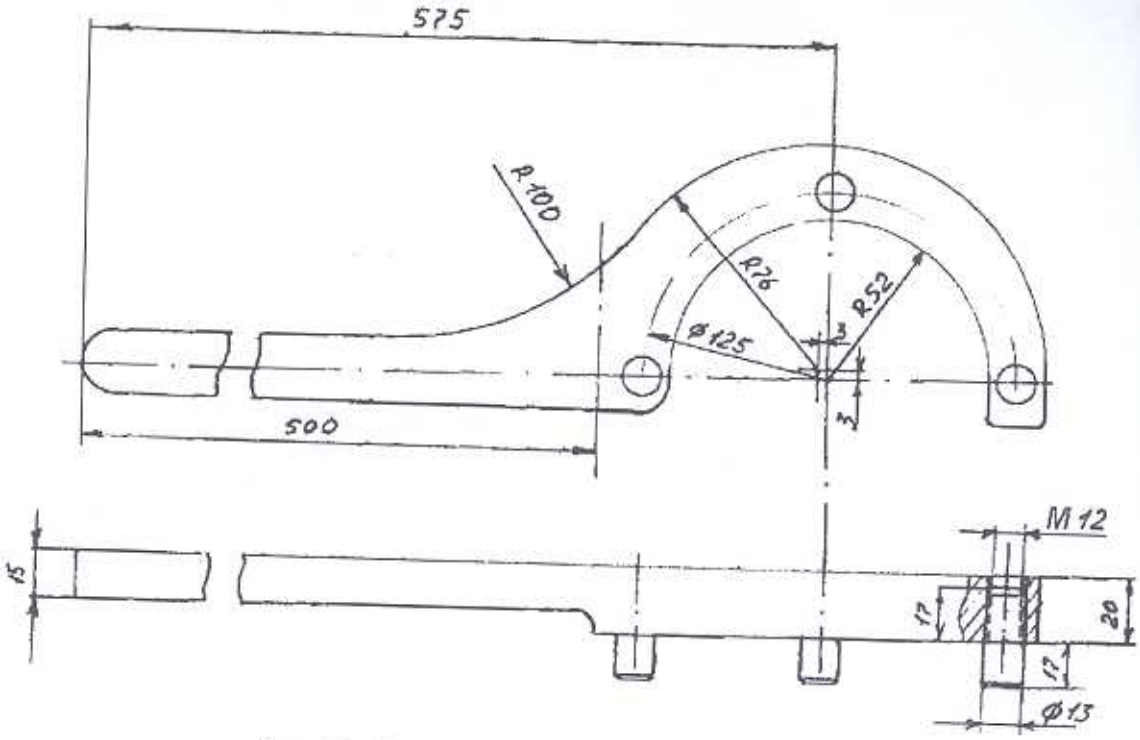


Рис.12-103. Ключ для разборки выводов

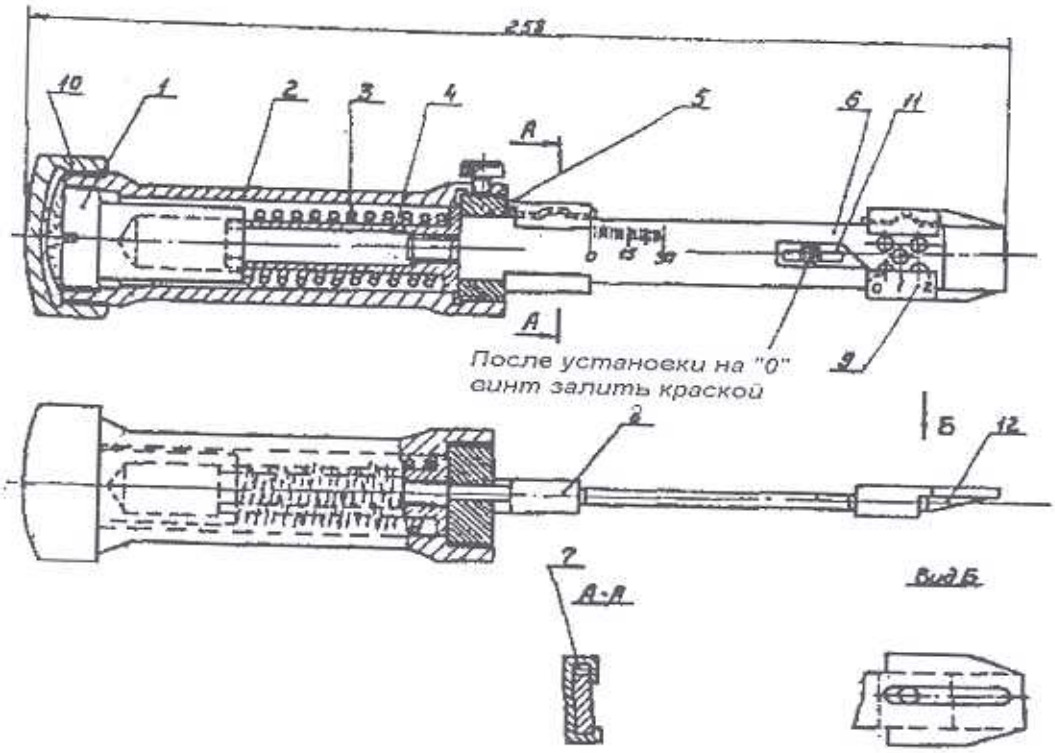


Рис.12-104. Специальный щуп для контроля запрессовки сердечника статора: *1* – гайка, *2* –ручка, *3, 7* – пружины, *4* – тарелка, *5* – втулка, *6* – линейка, *8, 9* – наездники, *10* – колпак, *11* – планка, *12* –наконечник.

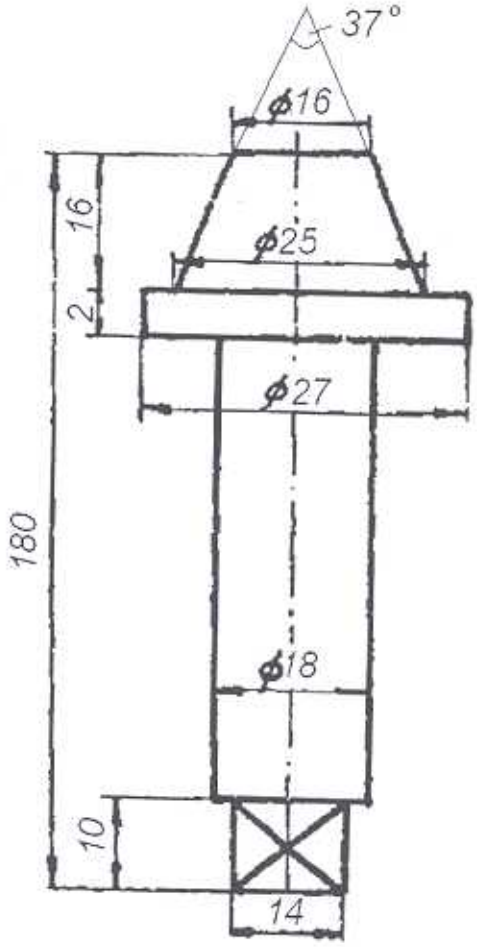


Рис.12-105. Притир для ремонта ниппелей водяных соединений обмоток

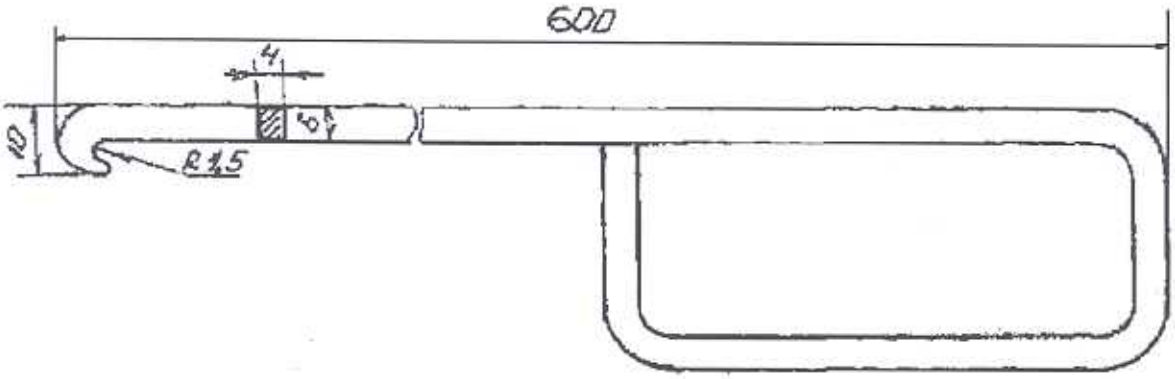


Рис.12-106. Крючок для извлечения гофрированной прокладки из паза

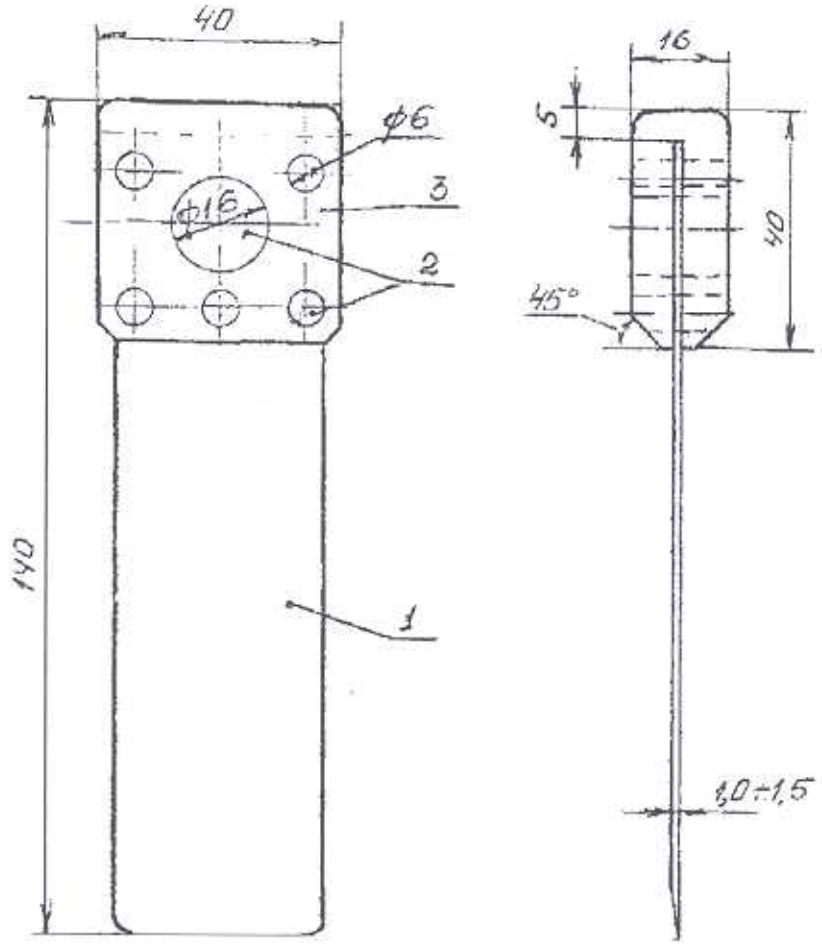


Рис. 12-107. Клин для отжатия стержня в пазу:
1 – лезвие клина (немагнитная сталь); 2 – заклепки (медные или латунные);
3 – рукоятка (медная); радиусы закруглений 5 мм.

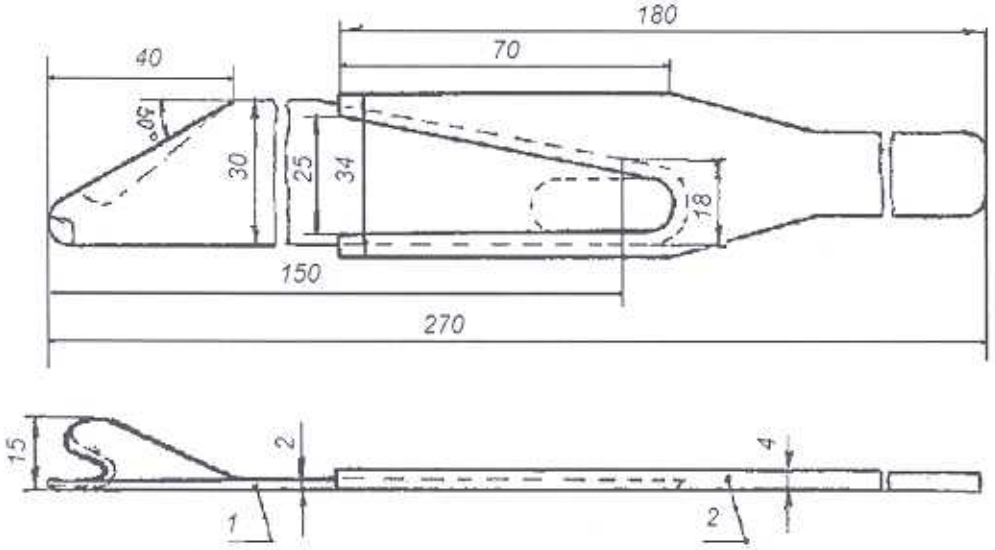


Рис. 12-108. Нож для обрезки в пазу гофрированной прокладки:
1 – нож; 2 – оправка.

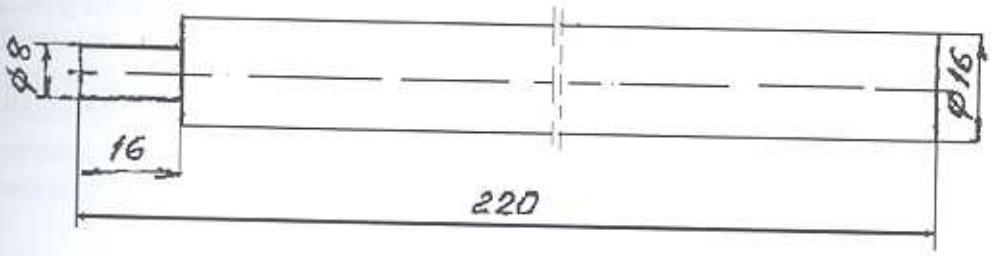


Рис. 12-109. Наставка для удаления нижних клиньев при расклиновке статора

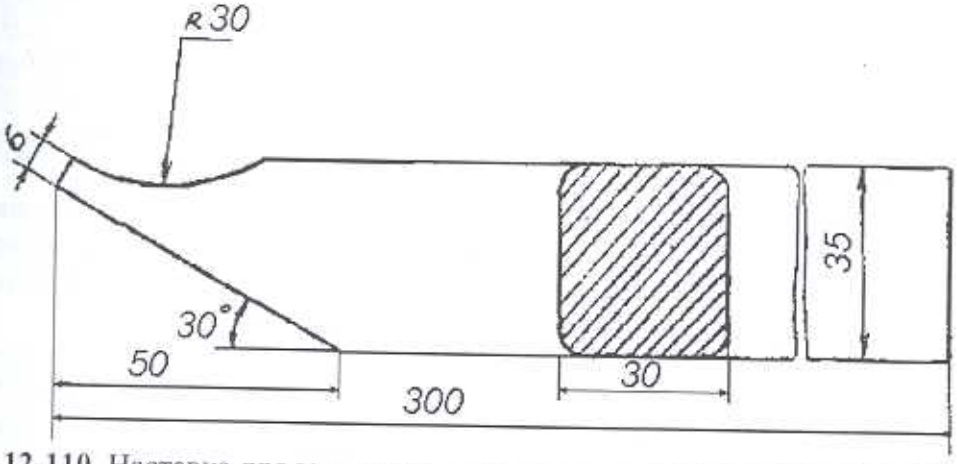


Рис. 12-110. Наставка для заклиновки нижних пазовых клиньев при заклиновке статора

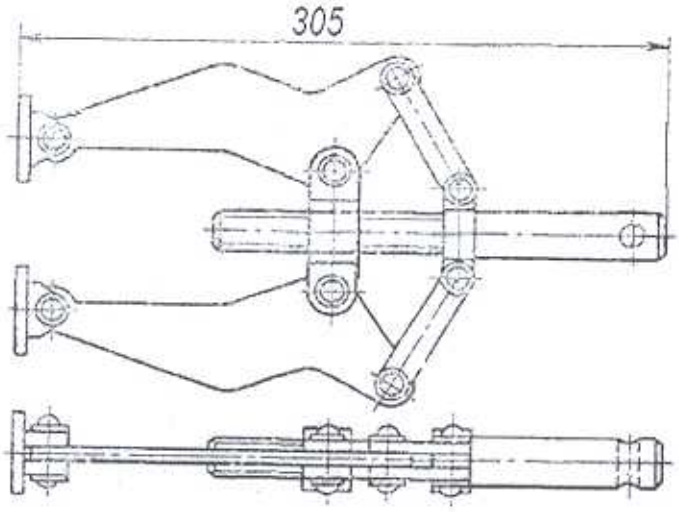


Рис. 12-111. Струбцина для изолировки головок

12.8. Течеискатели, приборы для измерения температуры, расхода

Для качественного ремонта турбогенератора необходимы современные приборы и устройства для проверки герметичности генератора, нагрева его деталей, оценки расхода жидкости по трубопроводам систем охлаждения.

Здесь приводятся краткие сведения о некоторых приборах, выпускаемых в настоящее время различными фирмами, и области их применения. Могут применяться и другие приборы, имеющие сходные характеристики.

1. Проверка герметичности систем охлаждения

Галоидный течеискатель (производство США) моделей TYF 5050, TYF 5550, TYF 5650, TYF 5750. Характеристики:

максимальная чувствительность – менее 7 грамм в год;

рабочая температура – 0–52°С;

срок службы батареи – 50 ч;

время обнаружения – мгновенно;

рабочий режим – 5–6 с;

масса прибора – 560 г.;

длина гибкого подвода чувствительного элемента – 91,5 см.

Галоидный течеискатель ГТИ-6 (Россия) состоит из регистрирующего блока и выносного щупа, имеет стрелочный, световой и акустический индикаторы течи. Течеискатель ТИ2-8 (Россия) состоит из регистрирующего устройства, выносного щупа, вакуумного датчика и обдувателя, имеет стрелочный и световой индикаторы течи.

2. Измерения температуры жидкостей, сыпучих веществ, воздуха, газовых смесей и поверхностей твердых тел. Проверка нагрева поверхностей в процессе ремонта генератора (бандажных и центрирующих колец, обмотки и бочки ротора, активной стали статора, вентиляторов, полумуфт, прессформ и т.д.)

2.1 Термометры контактные:

ТК-5.03, ТК-5.05, ТК-5.07, ТК-5.01, ТК-5.01П, testo 925, 922, 935, 945, 452, 435.

Приборы комплектуются наборами сменных зондов для измерения температуры воздушных, жидких, сыпучих сред и поверхности твердых тел.

Характеристики:

быстродействие – 2–8сек;

масса – 0,12кг;

разрешение – от 0,1°С;

точность измерения – от 0,5 %;

индикатор – цифровой жидкокристаллический;

питание – батарейка.

Тип контактного термометра	Диапазон принятых температур	Относительная погрешность	*Разрешающая способность*
ТК – 5.01	от -20 до +200°С	±1%	*1°С*
ТК – 5.01П			
ТК – 5.01.М			
ТК – 5.03	от -20 до +600°С	±1%	*1°С*
ТК – 5.05	от -199 до +1300°С	±0,5%	*0,1°С*
ТК – 5.07	от -199 до +1300°С	±0,5%	*0,1°С*

2.2 *Термометры бесконтактные:*

Фирма TESTO: testo 805, testo 830 (T1, T2), Quicktemp 825-T1, Quicktemp 825-T2, Quicktemp 825-T3, Quicktemp 825-T4, Quicktemp 826-T1, Quicktemp 826-T2, Quicktemp 826-T3, Quicktemp 826-T4, Quicktemp 860-T1, Quicktemp 860-T2, Quicktemp 860-T3, Quicktemp 850-1, Quicktemp 850-2.

Инфракрасный термометр АТТ-2508;

характеристики:

диапазон измерений температур: от -10°С до +300°С

разрешение – 0,1°С

выносной датчик длиной 55 см

фиксация min/max/hold;

выход на компьютер – RS-232

Термометры «Акитаком» типов МХ-2, МХ-4, МК-6; инфракрасные с лазерными многоточечными маркерами;

диапазон температур: от -30°С до +900°С;

погрешность – 0,75%;

расстояние до объекта – до 10 м.

Пирометры

Наименование и фирма	Краткое описание
Пирометр MT4 MiniTemp (Raytek)	-18 … +275°С (-30…+200°С)
Пирометр Optris Minisight MS	-32…+420 °С, фиксированный коэффициент излучения, оптическое разрешение 20:1, одноточечный лазерный прицел
Пирометр Optris Minisight MSPlus	-32…+530 °С, регулируемый коэффициент излучения, оптическое разрешение 20:1, одноточечный лазерный прицел
Пирометр Optris Minisight MSPro	-30…+720 °С, регулируемый коэффициент излучения, оптическое разрешение 30:1, одноточечный лазерный прицел, память, связь с ПК
Пирометр Raynger ST20	-32 … +400 °С; фиксированный коэффициент излучения, оптическое разрешение 12:1, одноточечный лазерный прицел, подсветка дисплея, вычисление максим.температуры, сохранение инф.на дисплее
Пирометр Raynger ST25 Pro	-32... +535 °С, двухлучевой лазерный прицел, встроенный фонарик
Пирометр Raynger ST30	-32...+545°С, фиксированный коэффициент излучения, оптическое разрешение 12:1, одноточечный лазерный прицел, подсветка дисплея, вычисление максим.температуры, сохранение инф.на дисплее

2.3 Тепловизоры

Тепловизор TVS-600 (фирма Avio) дистанционный бесконтактный;

Характеристики:

температурное разрешение 0,1 °С;

спектральная чувствительность 8–14 мкм;

программное обеспечение для анализа и составления отчетов;

запись инфракрасного изображения с речевыми комментариями;

масса – менее 2 кг.

Портативный компьютерный термограф ИРТИС-2000 (Россия).

Характеристики:

диапазон измерений: от -40 °С до 2000 °С;

температурное разрешение 0,02 °С;

точность измерения ±1 °С;

два спектральных диапазона: 3–5 и 8–12 мкм;

программное обеспечение реализующее отображение, анализ, обработку, просмотр и распечатку термограмм;

потребляемая мощность 1,2 Вт; напряжение 6 В;

габариты прибора 92x120x200;

масса 1,45 кг.

3. Измерение расходов жидкостей

Одноканальный портативный расходомер PT878 (GE Panametrics):

графический жидкокристаллический дисплей, позволяющий одновременно вводить информацию в графическом и табличном формате;

возможность архивирования данных;

русскоязычный встроенный интерфейс;

предел допустимой относительной погрешности измерений скорости, объемного расхода и количества, 1% (накладные датчики);

исполнение – портативное;

максимальное количество каналов измерения расхода – 1;

пределы измерения скорости потока, 0–12,2 м/с;

внешний диаметр трубы, D =12,7–5700 мм (накладные датчики);

динамический диапазон – 400:1;

температура жидкости: от -40 до +230 °С;

длина присоединительных участков, 10D–5D;

питание: 12 В ±25% – постоянный ток;

200–240 В ±10% – переменный ток.

Пригоден для измерения расхода дистиллята по стержням обмотки статора генератора.

4. Приборы для дефектоскопии

Приборы НПК «ЛУЧ»:

вихретоковый дефектоскоп ВД-70 для контроля изделий из ферромагнитных и немагнитных металлов и сплавов на наличие поверхностных дефектов типа трещин, оценки их глубины и определения местоположения;

ультразвуковой дефектоскоп УД2-70 для контроля наличия нарушений сплошности и однородности изделия, измерения глубины и координат их залегания.

Ультразвуковые дефектоскопы фирмы Krautkramer (Германия) с цветным VGA индикатором USM 60 и USM 25.

Раздел тринадцатый

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

13.1. Общие свойства электроизоляционных материалов

Электроизоляционные материалы характеризуются электрической прочностью, нагревостойкостью, значением механических и технологических характеристик, величиной диэлектрических потерь (высоковольтная изоляция).

Электрическая прочность – это напряженность электрического поля, при которой происходит пробой изоляции. Она определяется как напряжение пробоя на единицу толщины материала, обозначается $E_{пр}$ и измеряется в В/м (на практике – кВ/мм).

Нагревостойкость – способность изоляции выдерживать длительное воздействие температуры без ухудшения изоляционных свойств.

Предусмотрены следующие классы нагревостойкости (ГОСТ 8865-93):

Обозначение класса нагревостойкости	У	А	Е	В	F	Н	200	220	250
Рабочая температура, °С	90	105	120	130	155	180	200	220	250

Для высоковольтной изоляции характерна величина диэлектрических потерь. Это – электрическая мощность, поглощаемая в изоляции под воздействием приложенного электрического поля, которая, рассеиваясь, превращается в тепло. Она косвенно определяется величиной «тангенса угла диэлектрических потерь» (tg δ).

Для электроизоляционных материалов могут иметь значение и специальные характеристики: технологические (например, «гибкость», «текучесть», «срок жизни»); а также соответствие различным условиям работы (например, «масло- и бензостойкость», «тропикоустойчивость» и т.д.).

При ремонте применяются следующие виды материалов:

лаки для пропитки и покрытия обмоток турбогенераторов, а также для склеивания электроизоляционных материалов;

волокнистые материалы в качестве электроизоляции в пропитанном (лаками, маслами и др.) состоянии;

слюдяные и слюдинитовые материалы для изоляции электрических машин;

слоистые пластики для изготовления изоляционных деталей крепления обмоток турбогенераторов;

замазки и компаунды;

пленки электроизоляционные в качестве вспомогательного материала при ремонте роторов и статоров турбогенераторов;

резиновые изделия в качестве уплотнительного материала;

припои, флюсы и электроды в качестве материала для пайки и сварки обмоток и отдельных узлов турбогенераторов.

Далее приведены технические характеристики, свойства и назначение общепринятых материалов. Все таблицы данного раздела вынесены единым пакетом в конец текста.

13.2. Лаки, эмали, растворители и разбавители

Лаки представляют собой растворы пленкообразующих веществ, составляющих лаковую основу, в растворителях. Пленкообразующие компоненты (природные и синтетиче-

ские смолы, битумы, высыхающие масла, эфиры целлюлозы и др.) после удаления из лака растворителя во время сушки, в результате химических реакций (окисления, полимеризации, поликонденсации и др.) образуют лаковую пленку.

По назначению лаки делятся на: покровные (табл. 13-1), пропиточные (табл. 13-2), клеящие (табл. 13-3). Эмали представляют собой лаки с введенными в них пигментами (порошки неорганических соединений (табл. 13-4). Компаунды – пропиточные и заливочные составы, не содержащие растворителей, находящиеся в момент применения (при определенной температуре) в жидком состоянии и твердеющие после применения, благодаря химическим процессам, проходящим в них.

Шпатлевки и грунтовки предназначены для подготовки поверхностей перед покрытием их эмалями или для выравнивания поверхностей.

В последнее время сокращено использование натуральных материалов: шеллака, льняного и тунгового масел и составов на их основе. Все шире используются составы на основе эпоксидных, полиэфирных и полиуретановых смол. Составы разделяются на термопластичные – размягчающиеся после отверждения при повышении температуры и термореактивные – не поддающиеся ни размягчению, ни растворению после отверждения.

По режиму сушки составы можно разделить на составы холодной и горячей сушки. Лаки и эмали перед использованием разбавляют до рабочей концентрации соответствующими растворителями (табл. 13-5) (кроме полупроводящих эмалей и лаков, разбавление которых недопустимо). Из-за наличия в составах растворителей все они являются легковоспламеняющимися пожаро- и взрывоопасными веществами и их хранение и использование должно проводиться с соблюдением мер пожарной безопасности. Кроме того значительная часть лакокрасочных составов и растворителей является веществами-аллергенами, поэтому необходимо соблюдать меры личной предосторожности и правила гигиены.

Технические характеристики наиболее широко применяемых в настоящее время растворителей и разбавителей приведены в табл. 13-5.

Ниже приведен расход лаков и эмалей на одно покрытие 1 дм^2 поверхности, г/дм^2:

Лаки № БТ-99 и 57	3,5
Лак № 56	0,35
Эмали ГФ-92-ХС, ГФ-92-ГС, 1495, ЭП-91, ЭР1-30	6,0

Количество лака для покрытия деталей (узлов) после ремонта (покрытие ротора, расточки статора и лобовых частей) определяется по формуле, кг,

$$a = Dl(a_1 + na_2),$$

где D – диаметр расточки, м; l – длина активной стали, м; $a_1=12$ – для первого покрытия; $a_2=8$ – для второго и последующих покрытий; n – число покрытий более одного. Для машин с явно выраженными полюсами вводится поправочный коэффициент 1,15.

Количество бакелитового лака и лака ЭР1-30 для покраски изделий из прессованной бумаги, гетинакса, текстолита, стеклотекстолита определяется в зависимости от площади покрываемой поверхности. Расход лака на одно покрытие составляет 2,2 г/дм^2.

Количество лака, необходимое для покрытия сегментов активной стали статоров генераторов и якорей возбудителей (толщина лаковой пленки принята равной 0,013 мм на одну сторону), составляет, г/дм^2:

	Лак (содержание не летучих, %)	
Толщина стали, мм	№ 202 (45%)	№ 302 (60%)
0,5	1,5	1,1
0,35	2,1	1,5

Растворители применяются для разбавления лаков и эмалей и доведения их до рабочей вязкости и концентрации. Для растворителей наибольшее значение имеют следующие свойства:

Хорошая растворяющая способность, отсутствие свертывания;

Скорость испарения: малая скорость испарения удлиняет процесс сушки, а слишком быстрое испарение (например, у ацетона) приводит к побелению или потускнению пленки лака или эмали из-за конденсации влаги, образующейся в результате охлаждения;

Минимальная токсичность растворителя.

Ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилол) являются растворителями, но из-за повышенной токсичности не всегда могут применяться, а один из них – бензол – запрещен к применению. Наименее токсичными растворителями являются спирт, ацетон, уайт-спирит (нефрас). Токсичность определяется величиной ПДК – предельно допустимой концентрации растворителя в воздухе рабочей зоны, измеряемой в мг/м^3 (чем меньше ПДК, тем вреднее вещество). ПДК – это такие концентрации, которые при ежедневной работе длительностью не более 8 часов в течение всего рабочего стажа не вызывают у работающего заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, за исключением лиц, имеющих предрасположение к отдельным ингредиентам.

В качестве моющих жидкостей для обмоток, узлов и деталей электрических машин применяются следующие составы:

Растворители;

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворенные в воде (типа порошков, мыла, соды);

Хлорсодержащие соединения.

Для обмоток электрических машин применение ПАВ не рекомендуется, так как требуется сушка, которая не всегда возможна; а применение негорючих хлорсодержащих составов из-за повышенной токсичности допускается при согласовании с санитарными организациями здравоохранения (с разрешения санэпидемстанции). Тем не менее, статоры турбогенераторов с термореактивной изоляцией моют водными растворами с ПАВ, принимая строгие меры индивидуальной и коллективной защиты. Запрещено применение 4-х хлористого водорода из-за его высокой токсичности.

При работе с растворителями и моющими жидкостями необходимо строго соблюдать правила безопасной работы, изложенные в инструкциях по охране труда.

13.3. Волокнистые материалы

Волокнистые материалы состоят из волокон натуральных органического (целлюлоза, шелк, хлопок, лен, пенька) и неорганического происхождения (стекло, асбест[1]) (табл. 13-6, 13-7), а также из искусственных волокон (капрон, лавсан и другие).

Все органические волокнистые материалы отличаются значительной пористостью, большой гигроскопичностью, малой нагревостойкостью и малой электрической прочностью. Материалы из искусственных волокон более нагревостойки.

Неорганические волокнистые материалы сравнительно грубее, жестче и толще, они обладают меньшей гигроскопичностью и более высокой нагревостойкостью (класс F и выше). Доля потребления для электротехнических целей материалов из искусственных и неорганических волокон выше доли использования волокнистых материалов из натуральных волокон.

[1] Во всем мире асбест и все материалы из него запрещены, поскольку он является канцерогенным. Известен опыт замены статорной обмотки, имеющей в пазу асбестовую ленту. Работы по удалению асбеста выполняют специализированные организации. Финская фирма «FORTUM» в заказе статора турбогенератора ТВВ-220-2А на заводе «Электросила» запретила использование асбеста. Это следует иметь в виду при выполнении ремонта на зарубежных объектах: использование асбестовых материалов должно быть исключено.

Волокнистые материалы, применяемые в качестве электроизоляции, используются в пропитанном (лаками, маслами, компаундами или др.) состоянии.

Благодаря большой механической прочности волокнистые материалы используются в качестве защитной изоляции, всякого рода подложек, а также крепления обмоток. В качестве основной изоляции волокнистые материалы используются для электрических машин небольшой мощности и напряжения.

Новыми являются материалы типа «препрег» – прессовочные материалы, представляющие собой предварительно пропитанные стеклоткани и стеклоленты. Они применяются для изготовления изоляционных деталей или в качестве формующегося материала для крепления обмоток с термореактивной изоляцией в крупных электрических машинах во избежания истирания и повреждения.

Широкое распространение получили ленты термоусадочные, позволяющие опрессовывать изоляцию обмоток и деталей, а также ленты полупроводящие из медьсеребросодержащего стекла.

Пропитанные волокнистые материалы (табл. 13-8) получают в результате пропитки тканей электроизоляционными лаками, образующими после высыхания на поверхности ткани эластичную пленку.

Электрические свойства лакотканей обусловливаются, в основном, свойствами пропиточных электроизоляционных лаков. Волокнистая основа – ткань – определяет, главным образом, механические характеристики. Лакоткань применяют в виде лент, разрезанных под углом 45°, стеклолакоткани – под углом 15° к оси ткани.

Расчет потребности волокнистых материалов производится по следующим формулам:

Длина ленты хлопчатобумажной, стеклянной, асбестовой ткани, лакоткани, м:

$$A = c_1 kLPn/t,$$

где A – длина материала, м; k – коэффициент перекрытия ($k=0,6$ при изолировке вразбежку, $k=1,0$ при изолировке встык, $k=2,0$ при изолировке вполнахлеста); L – длина изолированного участка, м; P – периметр изолируемого участка, мм; t – ширина ленты, мм; n – число слоев изоляции; c_1 – поправочный коэффициент.

Масса микаленты, микашелка, кг:

$$Q = c_1 \delta gknLP \times 10^{-3},$$

где Q – масса материала, кг; g – плотность материала, г/см^3; δ – толщина материала, мм.

Масса миканита формовочного, прокладочного, коллекторного, кг:

$$Q = c_1 c_2 abg\Delta \times 10^{-6}$$

где a, b – развернутая длина и ширина изолируемого участка, мм; Δ – односторонняя толщина спрессованной и выпеченной изоляции, мм; c_2 – коэффициент, учитывающий опрессовку изоляции и равный для формовочного миканита – 1,25, прокладочного миканита – 1,10, коллекторного миканита – 1,10.

Масса картона (фибры), кг:

$$Q = c_1 abgn\delta \times 10^{-6}$$

13.4. Слюдяные и слюдинитовые материалы

Слюдяные материалы (табл. 13-9) в качестве электрической изоляции изготавливаются на основе двух видов слюды:

мусковита – бесцветной, прозрачной с розовым оттенком слюды, допускающего рабочую температуру до 500–600°С, предел прочности при растяжении 17–36 кг/мм^2 и имеющего следующие электрические параметры:

$\rho=10^{15}$ Ом·см, $\varepsilon=6,8$, $E_{пр}\leq200$ кВ/мм; tg δ =0,0001–0,0003 (при действии электрического поля перпендикулярно слоям);

флогопита – слюды темного цвета с различного рода оттенками (янтарным, золотистым, коричневым), допускающего рабочую температуру до 900–1000°С. Предел прочности при растяжении 16–21 кг/мм^2. Электрические параметры $\rho = 10^{13}$ Ом·см, $\varepsilon = 67$, $E_{пр}$= 1000 кВ/мм; $tg\delta = 0{,}0005$.

Слюдинитовые материалы (табл. 13-10) получают из слюдинитовой бумаги с применением связующих материалов и подложек. Слюдинитовая бумага изготавливается из отходов слюды, подвергшейся термохимической обработке. Слюдинитовые материалы обладают большой равномерностью по толщине, а также однородностью, улучшенными электрическими характеристиками в сравнении со слюдяными материалами. Недостатки слюдинитовой изоляции – несколько пониженные механическая прочность и влагостойкость.

13.5. Слоистые пластики

Слоистые пластики – материалы, изготовленные путем прессования и намотки пропитанных связующим волокнистых наполнителей: бумаги, тканей (табл. 13-11). Свойства слоистых пластиков вдоль и поперек слоев различаются. Слоистые пластики широко применяются для изготовления электроизоляционных деталей путем механической обработки (из листов или заготовок) или путем формования сразу в готовые детали.

Для высоковольтных электрических машин создан полупроводящий стеклотекстолит – плоский и волнистый, используемый для уплотнения обмоток в пазах.

В последнее десятилетие сокращено производство текстолита и стеклотекстолита из стеклотканей, взамен этих материалов выпускается и рекомендуется к применению стеклотекстолит из нетканых тканей (НТ).

Листовые волокнистые материалы пропитываются синтетическими термореактивными смолами: бакелитовыми, эпоксидными, кремнийорганическими и прессуются в горячем состоянии (табл. 13-11).

С целью повышения нагревостойкости бакелитовых смол в некоторые из них вводят кремнийорганические вещества. Для повышения клеящей способности в бакелитовые и кремнийорганические смолы вводят эпоксидные смолы.

Слоистые пластики выпускают в виде листов и фасонных изделий.

Расчет потребности слоистых пластиков для изготовления деталей производится по чертежным размерам и числу деталей с учетом фактической разметки и размеров материала.

13.6. Пленки электроизоляционные и резина

Пленочные электроизоляционные материалы (табл. 13-12) представляют собой тонкие гибкие пленки, бесцветные или специально окрашенные для распознавания состава пленки.

Пленки обладают малой гигроскопичностью, высокими электроизоляционными свойствами и механической прочностью, но некоторые из них чувствительны к надрыву. Для повышения гибкости к материалу пленок добавляют пластификаторы.

В электрических машинах резина, в основном, применяется как уплотняющий материал в виде пластин и формованных резинотехнических изделий (табл. 13-13).

13.7. Припои и флюсы

Припои представляют собой специальные сплавы для соединения металлов способом пайки (табл. 13-14). Они делятся на мягкие – с температурой плавления до 400°С, обладающие низкой механической прочностью, и на твердые – с температурой плавления свыше 500°С, обладающие высокой механической прочностью и электропроводимостью.

13.8. Прочие материалы

Приведены данные о различных материалах, применяемых при ремонтах турбогенераторов для крепления обмоток, уплотнения зазоров и других целей. Это формующиеся материалы холодного и горячего отверждения (препреги), компаунды, отвердители, ускорители, моющие жидкости (табл.13-19). В табл. 13-20 приведены данные о плотности различных материалов, применяемых при ремонтах. В табл. 13-21 приведены сроки годности материалов, имеющих ограниченный срок службы.

13.9. Рекомендации по изготовлению лаков и замазок

Далее изложены рекомендации по приготовлению часто используемых лаков, замазок и компаундов.

Лаки ЭР1-30 и ЭР2-30 представляют собой эпоксидно-резольные лаки горячей сушки. Лак ЭР1-30 применяется для пропитки стеклотекстолитовых деталей, лак ЭР2-30 – для изготовления прокладочного миканита.

Вязкость при температуре 20°С по вискозиметру ВЗ-4 (ГОСТ 8420-74) должна быть не более: для лака ЭР1-30 – 20 с и для лака ЭР2-30 –17 с.

Содержание нелетучих веществ для лака ЭР1-30 должно быть не менее 48%, а для лака ЭР2-30 – не менее 13%. Определение содержания нелетучих веществ (сухого остатка) производится по ГОСТ 6989-54.

Скорость полимеризации при температуре 160°С для лака ЭР1-30 составляет 100–150 с, для лака ЭР2-30 – 80–130 с. Определение скорости полимеризации производится по ГОСТ 901-90.

Для изготовления лаков применяются следующие материалы:

эпоксидная смола ЭД-6 (ВТУМ 646-60);

бакелитовый лак марки А 50%-ной концентрации (ГОСТ 901-90);

дициандиамид (ГОСТ 6886-73);

спирт этиловый гидролизный технический (ГОСТ 17299-78);

толуол (ГОСТ 14710-2002) или ацетон (ГОСТ 14710-2002).

Рецептура изготовления лака ЭР1-30 (частей по массе):

Эпоксидная смола 34,6

Лак бакелитовый 30,0

Дициандиамид 0,4

Смесь этилового спирта и толуола (1:1) 35,0

Рецептура изготовления лака ЭР2-30 (частей по массе):

Эпоксидная смола 10,4

Лак бакелитовый 9,0

Дициандиамид 0,1

Смесь этилового спирта и толуола (1:1) 80,5

Технология изготовления лака: эпоксидная смола ЭД-6 нагревается до температуры 50–70°С и растворяется в спирто-толуоловой смеси. В полученном растворе растворяется дициандиамид, затем добавляется бакелитовый лак. Вся смесь тщательно перемешивается.

Приготовление компаунда холодного отверждения

В состав компаунда холодного отверждения входят следующие компоненты (частей по массе):

1 состав (для заполнения пустот):

Смола ЭД-5 (ГОСТ 10587-72) 100
Полиэфир МГФ-9 (ТУ «МХП» БУ-17-56) 10
Наполнитель 50
Полиэтиленполиамин ПЭПА (СТУ 492529-62) 15

В качестве наполнителя используются обычно молотая слюда (СММ и СМФ ГОСТ 855-74) или щипаная слюда (СМЩ и СФЩ ГОСТ 3028-78), а также кварцевый песок.

2 состав (для промазки):

Смола ЭД-5 (ГОСТ 10587-72) 100
Полиэфир ТГМ-3 35
Метафенилендиамин 19
Ацетон 5–6

При приготовлении компаунда смола смешивается с полиэфиром, после чего в смесь вводится наполнитель. Полученная смесь тщательно перемешивается. Отвердитель ПЭПА вводится в последнюю очередь непосредственно перед употреблением компаунда. После введения отвердителя компаунд снова тщательно перемешивают до получения однородного состава.

Компаунд следует изготавливать в небольших количествах (до 1 кг) из расчета использования его после введения отвердителя в течение 1 ч.

Замазка на основе компаунда КЛСЕ

Замазка КЛСЕ-2 приготавливается из компаунда КЛСЕ и наполнителя и предназначается для заполнения изоляционных коробочек в турбогенераторах в районе выхода фторопластового шланга из коробки.

Изготавливается замазка непосредственно перед употреблением. Продолжительность «жизни» замазки при температуре 20–25°С составляет 1,5–2 ч. Рецептура изготовления замазки (частей по массе):

КЛСЕ 100
Аэросил (белая сажа) 1
Катализатор К-1 4
Тальк 80–90

В тару помещают необходимое количество КЛСЕ, добавляют катализатор К-1, аэросил и тщательно перемешивают. Затем добавляют наполнитель (тальк) и снова хорошо перемешивают до образования однородной замазкообразной массы.

Рецептура эпоксидного лака ЭЛ-4 (компоненты лака, частей по массе):

Смола ЭД-5 или ЭД-6 100
Полиэфир 15
Полиэтиленполиамин 10
Ацетон 20

Разогревают эпоксидную смолу в фарфоровом стакане в электрической печи закрытого типа до температуры 60°С. Помещают стакан с расплавленной смолой в вытяжной шкаф, вводят в нее при тщательном перемешивании вначале полиэфир, а затем ацетон. Охлаждают массу до температуры 30–35°С, вводят в нее полиэтиленполиамин и тщательно перемешивают.

Продолжительность «жизни» лака – 3–3,5 ч.

Компаунды для ремонта термореактивной изоляции статорной обмотки имеют следующий состав[1] (частей по массе):

---

[1] Технологическая инструкция по ремонту термореактивной изоляции лобовых частей стержней (катушек) обмоток статоров высоковольтных электрических машин. ТР 34-70-001-82. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1982.

Компаунд № 1 (для заполнения местной разделки изоляции)

Эпоксидная шпатлевка ЭП-00-10 100

Полиэтиленполиамин 5

Слюдинитовая пудра (до получения консистентной замазки средней вязкости)

Компаунд № 2 (для промазки поверхности дополительной разделки изоляции)

Вариант 1. Эпоксидная смола ЭД-16 100

Полиэфир ТГМ-3 30

М-фенилендиамин 16

Вариант 2. Эпоксидная смола ЭД-20 100

Полиэфир ТГМ-3 25

М-фенилендиамин 19

Компаунд № 3 (для заполнения местной разделки изоляции)

Компаунд № 2 + слюдинитовая пудра – по месту, до необходимой вязкости;

Ацетон (если вязкость слишком велика) 2–4

Компаунд № 4 (для изготовления изоляционных коробок и заполнения местной разделки изоляции)

Основа: эпоксидная смола ЭД-20 60

Смола ДЭГ-1 40

Аэросил (белая сажа 20

Каолин 100

Отвердитель: смола Л-19 80

полиэтиленполиамин 8

Наполнитель: тальк 280–340

Клей ЭК-3 (для промазки внутренней поверхности изоляционной коробки)

Основа: смола ЭИС-1 (ЭД-16) 51

полиэфир ТГМ-3 9

Отвердитель: смола Л-20 40

Продолжительность «жизни» всех компаундов – не более 3 ч после приготовления. В Приложении 5 даны рекомендации по изготовлению препрегов на месте ремонта.

13.10. Расход материалов

Потребность в материалах для различных ремонтных операций определяется технологической ремонтной документацией. В табл. 13-22 приведен в качестве примера комплект материалов, необходимых для замены нижнего стержня статора турбогенератора 1000 МВт.

Таблица 13-1. Покровные лаки

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики				Электрические характеристики при 20°С		Основные свойства	Назначение	Класс нагревостойкости
		Основные компоненты	Растворитель и разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность, кВ/мм			
КФ-965	ГОСТ 15030-78	Масло, канифоль	Уайт-спирит, скипидар, керосин	210	0,2	10^{13}	65	Масло- и влагостойкий лак быстрой огневой сушки светло-коричневого цвета	Для лакировки электротехнической стали	В
БТ-99	ГОСТ 8017-74	Битум, канифоль, льняное масло, сиккатив	Ксилол, сольвент или смесь с уайт-спиритом (1:1)	18–22	3	10^{14}	60	Прочный, эластичный, немаслостойкий, влагостойкий, воздушной сушки	Защитное покрытие для пропитанной изоляции лобовых частей обмоток и активной стали	А
57	ОБС 504.014 ТУ	То же	Уайт-спирит, бензин	20	2	10^{5}		Полупроводящий, воздушной сушки. В составе лака входит пигмент – сажа	Покрытие пазовой части стержней электрических машин напряжением выше 6 кВ	А
56	ОБС 504.013 ТУ	То же	То же	20	2	10^{10}	–	То же	То же	А

Таблица 13-2. Пропиточные лаки

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики				Электрические характеристики при 20 °С		Основные свойства	Назначение	Класс нагревостойкости
		Основные компоненты	Растворитель и разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность, кВ/мм			
БТ-987	ГОСТ 6244-70	Битум, канифоль, льняное масло, сиккатив	Толуол, сольвент или смесь с уайт-спиритом (1:1)	110	6	10^{14}	55	Влагостойкий лак с пленкой черного цвета с легким отлипом, обладающий низкой цементирующей способностью, немаслостойкий	Для пропитки волокнистых электроизоляционных материалов, а также обмоток нормального исполнения	А

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики				Электрические характеристики при 20 °С		Основные свойства	Назначение	Класс нагревостойкости
		Основные компоненты	Растворитель и разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность, кВ/мм			
БТ-988	ГОСТ 6244-70	То же	То же	110	3	10^{14}	55	То же, но ускоренной сушки	То же	А
ГФ-95	ГОСТ 8018-70	Глифталевая смола, растительное масло	Ксилол, сольвент, бензин и смеси с уайт-спиритом	100	1,5	10^{14}	80	Маслостойкий лак печной сушки светло-желтого цвета, кислотостоек, маслостоек, недостаточно влагостоек	Для пропитки обмоток электрических машин. Можно применять как клеящий и покровный лак	А
КО-916	ГОСТ 16508-70	Полиметилфенилсилоксановая смола	Этилцеллозольв	200	6–8	10^{13}	60	Влагостойкий, нагревостойкий лак от прозрачного до темно-коричнево-го цвета, недостаточно маслостойкий	Для лакировки листов электротехнической стали, пропитки обмоток	200
ПЭ-933	ТУ 6-10-714-68	Полиэфир и эпоксидная смола с отвердителем	Отвердитель триэтоксилан	155	2	10^{13}	60	Маслостойкий, влагостойкий лак, с высокой цементирующей способностью	Для пропитки обмоток нагревостойкого исполнения	
ЛЭУ-227	ОСБ.504.039 ТУ	Эпоксидно-полиэфирный лак	–	20	24	–	–	–	Для пропитки лавсанового шнура, применяемого для вязки лобовых частей обмоток статоров турбогенераторов	
ЛЭУ-236	ОБС 504.056 ТУ	Эпоксидно-полиэфирный лак с добавлением антипирена «Фломал-152»	–	20	24	–	–	Добавление антипирена предотвращает возгорание лавсанового шнура при испытаниях обмотки в случае пробоя изоляции.	То же	

Таблица 13-3. Клеящие лаки

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики				Электрические характеристики при 20 °С		Основные свойства	Назначение
		Основные компоненты	Растворитель и разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность, кВ/мм		
452К	ВТУ 422-57	То же	Смесь уайт-спирита с толуолом или бензином	20	3	10^{13}	60	Лак воздушной сушки, влагостойкий, немаслостойкий. Пленка лака гладкая, блестящая с легким отлипом	То же
Шеллачный	-	Шеллак	Спирт	20	2	–	–	Лак «холодной» сушки светло-желтого цвета, но для получения высокого качества нужна горячая сушка	Для промазки миканита, микафолия при их применении
Бакелитовый	ГОСТ 901-90	Резольная смола, спирт этиловый	Спирт, денатурат или сырец	18–23	1–2	–	20	Пропиточный и клеящий лак масло- и нагревостойкий, печной и воздушной сушки	Входит в состав эпоксидно-резольного лака, а также для склеивания электрокартона, тканей, бумаги и др.
ЭР1-30	По рецепту завода «Электросила»	Эпоксидная смола, бакелитовый лак	Спирт, толуол	160	3–4	–	–	Пропиточный и клеящий эпоксидно-резольный лак горячей сушки, влагостойкий. Составляется по рецепту перед употреблением	Для пропитки и промазки стеклоткани, используемой для изготовления стеклотекстолита
ЭР2-30	То же	То же	То же	160	3–4	–	–	То же	Для изготовления виткового прокладочного материала

Таблица 13-4. Эмали

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики					Электрические характеристики при 20 °С		Основные свойства	Назначение
		Основа эмали	Растворитель, разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Стойкость к маслу, влаге и другим воздействиям	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность кВ/мм		
ГФ-92-ГС (серая)	ГОСТ 9151-75	Масляно-глифталевый лак	Смесь уайт-спирита и бензола или толуола	105	3	Маслостойкая, дугостойкая	10^{12}	30–3.5	Покровная эмаль печной сушки с твердым механически прочным покрытием, цвет серый	Для защитного покрытия неподвижных и вращающихся частей электрических машин
ГФ-92-ХС (серая или красно-коричневая)	ГОСТ 9151-75	То же	То же	20	20–24	Маслостойкая	10^{12}	10–25	Покровная эмаль воздушной сушки. Обладает хорошей адгезионной способностью	Для защитного покрытия неподвижных частей электрических машин, покрытия обмоток невлагостойкого исполнения
1201	ВТУ МЭП ОАА504.002-53	Глифталевый лак и нитроцеллюлозный лак	Смесь бензола или толуола и этилацетата (1:1)	20	13–16	Маслостойкая	10^{13}	40–70	Покровная эмаль воздушной сушки, пленка повышенной твердости розового цвета	Для покрытия неподвижных частей электрических машин
ПКЭ-14	ТУ ОЭПП 503.109-59	Кремнийорганический лак К-48	Толуол	200	3	Влаго- и масло-стойкая	10^{13}	40	Кремнийорганическая покровная эмаль печной сушки розового цвета	Для покрытия неподвижных и вращающихся частей электрических машин
ПКЭ-15	ТУ ОЭПП 503.110-59	Кремнийорганический лак	То же	200	2	Менее маслостойкая, чем ПКЭ-14	10^{13}	40	Покровная эмаль печной сушки, мягкая пленка покрытия розового цвета	То же
ПКЭ-19	ТУ ОЭПП 504.060-58	То же	То же	120	2	Маслостойкая	10^{13}	35	Нагревостойкая покровная эмаль, твердая пленка покрытия, перед употреблением вводится сиккатив № 63 (эмаль имеет розовый цвета)	Для покрытия неподвижных и вращающихся частей электрических машин. Класс нагревостойкости Н.

Обозначение	ГОСТ или ТУ	Технические характеристики					Электрические характеристики при 20 °С		Основные свойства	Назначение
		Основа эмали	Растворитель, разбавитель	Температура сушки, °С	Время сушки, ч	Стойкость к маслу, влаге и другим воздействиям	Удельное объемное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность кВ/мм		
ЭП-91	ГОСТ 15943-80	Эпоксидная смола	Этилцеллозольв			Водостойкая	10^{12}	10–25	Эпоксидная электроизоляционная покровная эмаль печной сушки, тропического, усиленно влагостойкого и химически стойкого исполнения	Для защитного покрытия лобовых частей обмоток. Класс нагревостойкости Н.
КО-983, КО-855	ТУ16-89И79.0275.001 ТУ ОБС 105.54ТУ	Суспензия пигмента в кремний-органическом лаке	Толуол	Холодная сушка	24	–	10^{12}	–	Покрытие. Поставка в комплекте с катализатором: 0,9 г на 100 г эмали	Для защитного покрытия бандажных колец роторов турбогенераторов
ПЛГ-233	ОБС 504.004ТУ	–	–	–	–	–	–	–	Покровная полупроводящая эмаль.	Для покрытия пазовой части обмоток статоров с напряжением свыше 6,0 кВ. Класс нагревостойкости Н.
ПЛК-259-4, ПЛК-274	ОБС 504.090ТУ	–	–	–	–	–	–	–	Покровная полупроводящая эмаль.	для покрытия лобовой части обмоток статоров с напряжением свыше 6,0 кВ. Класс нагревостойкости Н.
ЭП-51 (черная)	ГОСТ 9640-85	–	–	–	–	–	–	–	Покровная эмаль.	Для обмоток электрических машин. Класс нагревостойкости А.
ЭП-992 (салатная)	ТУ 2312.002-05758799	–	–	–	–	–	–	–	Покровная эмаль	Для обмоток электрических машин. Класс нагревостойкости Н.
ЭП-992 (зеленая)	ТУ 2312.002-05758799	–	–	–	–	–	–	–	Покровная эмаль	Для обмоток электрических машин. Класс нагревостойкости А.

Таблица 13-5. Растворители и разбавители

Растворитель или разбавитель	ГОСТ или ТУ	Плотность, кг/м^3, не более	Температура кипения при 760 мм рт. ст., °С	Температура вспышки, °С, не менее	Температура самовоспламенения, °С	Температура замерзания, °С, не более
Бензин авиационный Б-70	ГОСТ 1012-2000		40–180	–30	230–260	–60
Бензин «калоша», нефрас С2-80/120 и С3-80/120	ГОСТ 443-76	730	80–120	–30	230–260	–
Уайт-спирит (нефрас С4-155/200)	ГОСТ 3134-89	795	165–200	+33	258	–
Керосин	ГОСТ 4753-68	840	310	+40	–	–
Толуол	ГОСТ 14710-2002	856–866	109	+7	550	–92
Ксилол	ГОСТ 9949-91	870	141	+24	500	–
Сольвент каменноугольный	ГОСТ 1928-92	870	120–160	+21	413	–36
Дихлорэтан	ГОСТ 1942-92	1250–1260	82–85	Плохо горит	–	–
Этиловый спирт-ректификат	ГОСТ 5962-67	778	78	+ 12	404	– 114
Этиловый спирт сырец (88%)	ГОСТ 131-82	788	78	–	–	–
Бутиловый спирт (бутанол технический)	ГОСТ 5208-92	815	118	От +28 до +35	366	–80
Этилцеллозольв	ГОСТ 8313-96	940	130–137	+49	–	–
Этилацетат технический	ГОСТ 8981-92	897–900	75–78	–7	505	–99
Ацетон	ГОСТ 2603-93	790–792	55,5–57,0	–20	500	–94
Скипидар	ГОСТ 1571-92	850–880	155–180	+30 – +32	252	–

Таблица 13-6. Непропитанные волокнистые материалы

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Ширина рулона или ролика, размеры листа, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						в продольном направлении	в поперечном направлении			
Бумага кабельная	ГОСТ 645-89	К-080 К-120 К-170	760	0,03 0,12 0,17	500 650 750	8,5 13,0 17,5	4,0 6,0 8,5	8–10	Плотная бумага натурального красного, синего цвета, гигроскопичная	Для временных технологических оберток роторных гильз и статорной обмотки
Бумага телефонная	ГОСТ 3553-87	КТ-04 КТ-05	800	0,04 0,05	500	4,7 6,2	1,5 2,0	То же	То же	То же
Бумага асбестовая электроизоляционная	ГОСТ 23779-95		500	0,2 0,3 0,4 0,5 0,8 1,0	950	2,0 2,5 2,8 3,2 5,7 5,9	0,6 0,8 1,2 1,4 2,4 3,1	6,0	Гибкий, сравнительно непрочный и неоднородный материал	Для изоляции витков катушек и сердечников полюсов синхронных двигателей и гидрогенераторов
Фибра	ГОСТ 14613-91	ФЭ	1100–1150	0,6–2,5	1100x1300	7,5	4,5	5–7	Бумага, обработанная водным раствором хлористого цинка	Для изготовления путем вырезания и штамповки
Картон электроизоляционный	ГОСТ 2824-92	ЭВ	1100	0,1–3,0	1000[1)]x1850[2)]x x3850[1)]	8,5	3,5	8	Гибкий, плотный, достаточно прочный и упругий материал. Поверхность картона чистая, гладкая	В роторных обмотках: защитный слой подбандажной изоляции, временный защитный слой изоляции при опрессовках и выпечках обмоток
То же	ГОСТ 2824-92	ЭВТ	1150	0,1–0,5	1000	12	3,25	8	То же	То же
Бумага электроизоляционная намоточная	ГОСТ 1931-92	ЭП-50	800	0,05	1000[1)] 1500[1)]	4,5 7,0	2,5 3,3	8,0 8,0	Плотная бумага тонкая, гигроскопичная	Применяют после покрытия склеивающими веществами для производства намоточных изделий

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Ширина рулона или ролика, размеры листа, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						в продольном направлении	в поперечном направлении			
Картон асбестовый	ГОСТ 2850-95	–	1000–1300	2,0–10,0	900x900, 900x100, 100x1000	12	6	2–3,5	Грубый и негорючий материал сравнительно непрочный и неплотный	Для защиты при производстве работ с огнем. Один из компонентов при изготовлении замазок и наполнителей
Электронит	ТУ 38-114-146-90	–	1500	0,5 1,0 2,0 До 6,0	600–1400	14,0	–	7	Гибкий листовой материал, изготовляемый из асбестового волокна с каучуковой смесью	Для корпусной и подбандажной изоляции, пазовых прокладок в электрических машинах общепромышленного применения
Паронит	ГОСТ 481-92	ПОН	1500–2000	0,4–0,0	1200x1700	–	–	–	Гибкий листовой материал, изготавливаемый из асбеста, каучука и наполнителей	Для прокладок и уплотнения в среде пара и воды при температуре до 400°С и давлении 40– 50 кг/см^2
Ткани асбестовые	ГОСТ 6102-94	АТ-1	900–1100	1,4–1,7	1040 1350 1550	60	27	–	Ткань изготавливается путем полотняного и саржевого пе-реплетения основных и утонченных асбестовых нитей	Для изготовления прорезиненных тка-ней, слоистых пластиков, асботекстолитов. Теплоизоля-ционный материал.
		АТ-2	950–1150	1,4–1,9	1040 1350 1550	50	17			Для изготовления слоистых пластиков, асботекстолитов. Теплоизоляционный материал.
		АТ-3	1200–1500	2,0–2,9	1040 1350 1550	50	20			Для изготовления слоистых пластиков – асботекстолитов и изделий промышленной техники. Теплоизоляционный и про-кладочный материал

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Ширина рулона или ролика, размеры листа, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						в продольном направлении	в поперечном направлении			
Ткани асбестовые	ГОСТ 6102-94	АТ-4	1400–1850	2,6–3,5	1040 1350 1550	44	14	–	Ткань изготавливается путем полотняного и саржевого пе-реплетения основных и утонченных асбестовых нитей	Для изготовления теплоизоляционного и прокладочного материала
		АТ-7, АТ-8 АТ-9	1450–1600 2000–2200 1050–1200	2,2–2,5 3,0–3,5 1,9–2.0	1520 1500 1500	85 80 70 44	60 100 36 14			
Стеклоткань электроизоляционная	ГОСТ 8481-90	Э	–	0,06, 0,08, 0,10	600x100	–	–	–	Неорганический нагревостойкий материал, получаемый из стеклянных волокон полотняным переплетением	Для изготовления лакотканей, пропитанных тканей, защиты при производстве огневых работ и теплоизоляции
Сетка стеклянная электроизоляционная	ГОСТ 8481-90	СЭ	–	0,2	600-1000	–	–	–		
Стеклочулок	ТУ 17445873-77	АСЭ46	–	0,3–0,35 0,35–0,4	1 – 8[3)]	–	–	–	Полый круглый шнур, сплетенный из крученых стеклянных нитей	Для бандажировки и вязки обмоток электрических машин теплостойкого исполнения
Нити асбестовые	ГОСТ 1779-89	–	1,0-1,3	0,5-2,5	–	–	–	–	Термостойкий и теплостойкий теплоизоляционный материал, изготовленный из нескольких сложенных вместе одинаковых асбестовых нитей или пряжи	Для защиты от огня при производстве огневых работ

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Ширина рулона или ролика, размеры листа, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						в продольном направлении	в поперечном направлении			
Древесина (в непропитанном состоянии):	ГОСТ 2665-86	–		–	–				Сравнительно неплохие механические свойства. Малая плотность, высокая гигроскопичность, горючесть и нестандартность свойств одной и той же породы в зависимости от места произрастания, возраста	Для временных и постоянных распорок и клиньев статорных и роторных обмоток при влажности не более 6–10%
береза			0,64			10,7	6,2	2,3–5,3		
бук			0,73			12,7	6,3	2,1–4,5		
дуб			0,87			15,0	6,0	3,0–5,5		
граб			0,87			6,5	5,9	2,0–4,4		

Примечания:
1) Ширина рулона, мм
2) Размер листа, мм
3) Внутренний диаметр, мм

Таблица 13-7. Ленты и шнуры

Название	ГОСТ или ТУ	Марка (тип)	Масса 100 м длины ленты, г	Толщина ленты, мм	Ширина ленты, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Предел прочности, кгс/мм$^{1)}$	Удлинение при разрыве ленты, %, не менее	Характеристика ленты	Область применения
Лента электротехническая (ранее – киперная)	ГОСТ 4514-89	–	187	0,45	10	–	14	9	Лента саржевого переплетения, изготавливается из хлопчатобумажной ткани	Для временной технологической защиты изоляции обмоток и технологических нужд при перемотке электрических машин
			232		12		17			
			361		20		21			
			276		15		26			
			462		25		32			
			543		30		37			
			637		35		43			
			723		40		48			
			902		50		58			

Название	ГОСТ или ТУ	Марка (тип)	Масса 100 м длины ленты, г	Толщина ленты, мм	Ширина ленты, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Предел прочности, кгс/мм[1)]	Удлинение при разрыве ленты, %, не менее	Характеристика ленты	Область применения
Лента тафтяная	ГОСТ 4514-89	–	100 120 152 199 244 291 338 384 480	0,25	10 12 15 20 25 30 35 40 50	–	9 11 13 16 18 21 23 26 32	9	Переплетение – саржа равносторонняя двухремизная $У_2$=Х (1/1) (полотняная)	То же, а также в качестве слоя изоляции обмоток электрических машин, пропитанной в электроизоляционном лаке
Лента тафтяная разреженная	ГОСТ 4514-89	–	143 186 233 300	0,4	15 20 25 30	–	13 16 18 21	8	Переплетение – саржа равносторонняя двухремизная $У_2$=Х(1/1)	То же
Лента миткалевая	ГОСТ 4514-89	–	–	0,22	12 16 20 25 30 35	12	31	–	Переплетение – саржа равносторонняя двухремизная $У_2$=Х(1/1) (полотняная)	Применяются преимущественно в малогабаритных конструкциях, где использование толстых лент не допускается
Лента батистовая	ГОСТ 4514-89	–	74 82 84 93 128 150	0,16 0,18	10 10 12 12 16 20	6 6 7 8 11 13	–	–	–	То же
Лента стеклянная нетканая бандажная	ТУ 619274-85	ЛСБ-F	–	0,2	20	–	–	–	Класс F. Запечка при 160 °С – 16 час	Взамен проволочных бандажей, а также для крепления обмоток турбогенераторов

Название	ГОСТ или ТУ	Марка (тип)	Масса 100 м длины ленты, г	Толщина ленты, мм	Ширина ленты, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Предел прочности, кгс/мм[1)]	Удлинение при разрыве ленты, %, не менее	Характеристика ленты	Область применения
Лента стеклянная нетканая бандажная	ТУ 6-19.394-88	ЛСБЭ-155	–	0,2	20	–	–	–	Нагревостойкость 155 °С	
Лента резиновая	ТУ 38.103.171-80	ЛЭТСАР КП тип Г ГР1 КФ тип ГР1	–	0,2 0,5	26	–	–	–	Лента изготавливается из кремнеорганической самовулканизирующейся Нагревостойкость до 160 °С.	Обмотки электрических машин напряжением до 6,0 кВ. Изолировка соединений крупных электрических машин.
Лента для электропромышленности полиэфирная (бывшая лавсановая)	ТУ 17 РСФСР 21.2-235-4	–	–	0,2	25	–	–	–	Применяется в качестве покровной для обмоток электрических машин. Нагревостойкость до 105 °С.	
Ленты асбестовые электро- и теплоизоляционные	ГОСТ 14256-2000	ЛАЭ-1	–	0,4–0,5	20 25 20 25 30	–	8 10 8 13 14	–	Теплостойкий электроизоляционный материал	Для изоляции электроприводов, кабелей и элементов электрических машин
		ЛАЭ-2	–	0,4–0,5	20 25 20 25 30	–	8 10 8 13 14	–		
		ЛАСЭ-1 ЛАСЭ-2	–	0,5	20 25 30		11 12 13	–	Для защиты обмоток электрических машин от тепловых повреждений и в качестве полупроводящих покрытий высоковольтных обмоток. Нагревостойкость 105 °С	

Название	ГОСТ или ТУ	Марка (тип)	Масса 100 м длины ленты, г	Толщина ленты, мм	Ширина ленты, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Предел прочности, кгс/мм[1)]	Удлинение при разрыве ленты, %, не менее	Характеристика ленты	Область применения
Лента асболавсановая	ГОСТ 14256-2000	ЛАЛЭ-1, ЛАЛЭ-2	–	0,35	25 30 30 35	–	10,5 14 16 14	–	Полупроводящее покрытие статорных высоковольтных обмоток. Нагревостойкость 105 °С	
Ленты электроизоляционные из стеклянных нитей	ГОСТ 5937-92	ЛЭС 0,08x8 – 0,08x25	–	0,08	8–25	–	13–30	–	Тканая лента, вырабатывается из крученых стеклянных нитей	Для изоляции обмоток электрических машин переменного и постоянного тока
		ЛЭС 0,1x8–0,1x35	–	0,1	8–35	–	12–42			
		ЛЭС 0,15x10–0,15x50	–	0,15	10–50	–	22–90			
		ЛЭС 0,2x10–0,2x50	–	0,2	10–50	–	25–92			
Шнур-чулок электротехнический	ТУ 17 РСФСР 44-5873-77	АСЭ 4 (б)	–	2[1)]	–	–	–	–	Шнур из стеклонитей	Для вязки лобовых частей обмоток статоров
Шнур-чулок электроизоляционный	ТУ РСФСР 44-4814-76	–	–	3,0;[1)] 3,5; 4,0	–	–	–	–	Шнур из стеклолавсановых волокон	Для вязки лобовых частей обмоток статоров
Шнур асбестовый	ГОСТ 1779-89	–	–	3,6–25,0[1)]	–	–	–	–	Термостойкий и теплостойкий теплоизоляционный материал	Для защиты от огня при производстве огневых работ
Шнур крученый льнопеньковый	ГОСТ 5107-70	–	–	1,5[1)] 2,0[1)] 2,2[1)] 2,6[1)] 3,0[1)]	–	–	16 29 36 40 70	–	Льнопеньковая пряжа крученая из одного, двух и трех ниток. Подразделяется на шнуры длинного и короткого прядения. (Длинного прядения – СД, ПД, НД, короткого прядения – СК, ПК, НК)	Для бандажировки и вязки обмоток электрических машин, вязки распорок, клиньев и колодок, бандажировки выступающей незащищенной миканитовой изоляции контактных колец, манжет коллекторов и др.

Название	ГОСТ или ТУ	Марка (тип)	Масса 100 м длины ленты, г	Толщина ленты, мм	Ширина ленты, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Предел прочности, кгс/мм[1]	Удлинение при разрыве ленты, %, не менее	Характеристика ленты	Область применения
Шнуры крученые льняные и хлопчатобумажные	ГОСТ 17306-71	Льняные Хлопчатобумажные	90[2] 185[2] 280[2] 450[2] 210[2]	1,0[1] 1,5[1] 2,0[1] 2,5[1] 2,0[1]	–	–	14,5 26 40 63 24	–	Шнур крученый из трех-четырех прядей (из отдельных льняных или хлопчатобумажных ниток)	То же

Примечания:
[1] Диаметр, мм
[2] Масса 100 м шнура, г

Таблица 13-8. Пропитанные волокнистые материалы

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм²		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Лакоткань электроизоляционная (хлопчатобумажная и шелковая)	ГОСТ 2214-70	Л ХМ– 105	0,15; 0,17; 0,2; 0,24; 0,3	700–930	4,5	3,0	6	4,5–9,5	Электроизоляционный материал, обладающий большой гибкостью, высокими электроизоляционными свойствами	Для работы на воздухе с нормальными климатическими условиями
		ЛХМС-105	0,17–0,2	700–900	5,1	3,2	6	5,6–7,4	То же	То же, но с повышенными электроизоляционными свойствами. Допускается работа в трансформаторном масле

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Лакоткань электроизоляционная (хлопчатобумажная и шелковая)	ГОСТ 2214-70	ЛШМ-105	0,08 0,10 0,12 0,15	700-930	1,0–0,7 2,4	1,7	6	3,0–4,5 4,0–5.6 5.0–7,0	То же	С малой усадкой и стойкостью к кратковременному повышению температуры
		ЛШМС-105	0,04 0,05 0,06 0,10 0,12 0,15	700–930	1,4–2,5	0,9–1,7	6	6,5–8.5 0,3–0.4 1,0–1,2 2,0–3,0 5,0–6,5 7,6–9.0 7,7–9,3	То же	То же с повышенными электроизоляционными свойствами, для работы на воздухе при нормальных климатических условиях
		ЛХММ-105	0,17 0,20 0,24	700–930	6,4	3,6	6	6,0–7,5 6,9–8,3 7,7–9,2	То же	Для работы в горячем трансформаторном масле с температурой до +150°С
		ЛХБ-105	0,17 0,20 0,24	700–930	7,5	4,5	6	5,7–7,1 6,5–8,0 7,6–9,2	То же	Для работы в воздушной среде при нормальных климатических условиях
Стеклолакоткань электроизоляционная	ГОСТ 10156-78	ЛСМ-105/120	0,15 0,17 0,20 0,24	690 790 890 990	Средн. 10,5 13,0 15,0 17,0	–	6	До перегиба 4,5–5,4 5,0–6,0 5,6–6,7	Электроизоляционный материал, обладающий большой эластичностью, сравнительно высокими электроизоляционными свойствами, механической прочностью. Нагревостоек и влагостоек	Для изоляции обмоток электрических машин высокого напряжения

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм²		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Стеклолакоткань электроизоляционная	ГОСТ 10156-78	ЛСММ-105/120	0,17 0,2 0,24	690 790 890	13,0 15.0 17,0	–	6	6,0–7,2 6,9–8,3 7,7–9,2	То же	То же + маслостойкая
		ЛСЛ-105/120	0,15 0,17 0,20 0,24	690 790 89 990	10,5 13,0 15,0 17,0	–	10	4,5–5,4 5,0–6.2 5,6–6,8 6,7–8,4	То же	Применяется в качестве основной изоляции
		ЛСЭ-105/130	0,12 0,15 0,17 0,20 0,24	690 790 890 990 990	9,0 10,5 13,0 15,0 17,0	–	10	4,0–4,8 5,5–6,6 6,0–7,2 7,0–8,4 8,0–9.6	Электроизоляционный материал, обладающий большой эластичностью, сравнительно высокими электроизоляционными свойствами, механической прочностью. Нагревостоек и влагостоек	Применяется в качестве основной изоляции, но менее эластична; в процессе хранения имеет меньшую механическую прочность, менее влагостойка
		ЛСП-130/155	0,08 0,10	690 790	4,5 6,0	–	6	3,0–3,6 4,0–4,8	То же	То же
		ЛСБ-120/130	0,12 0,17 0,20 0,24	690 790 890 990	9,0 13,0 15,0 17.0	–	6	4,7–5,6 6.8–7,8 8,0–9,6 9,0–10,8	То же	Применяется в качестве вспомогательной изоляции (для выкладки паза, вместо электрокартона в машинах тропического, химического исполнений, повышенной нагревостойкости)

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм²		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Стеклолакоткань электроизоляционная	ГОСТ 10156-78	ЛСК-155/180	0,05 0,06 0.08 0,10 0,12 0,15 0,17 0,20	690 790 890 990 « « « «	2,5 3,0 4,5 6,0 9,0 10,5 13,0 15,0	–	6	2,0–2,8 2,8–3.6 4,0–5,0 4,7–6,0 5,5–7,5 6,2–8,2 7,0–9,0 -	То же	То же
		ЛСКР-180	0,12 0,15 0,17 0,20	690 790 890 990	9,0 10,5 13,0 17,0	–	10	1,6–1,9 2,8–3,3 3,5–3,9 4,5–4,9	То же	Изоляция обмоток электрических машин высокого напряжения
		ЛСКЛ-155	0,12 0,15	10 15	9,0 10,5	–		0,8 0,9	То же	То же
Стеклолакоткань электроизоляционная латексная в роликах	ТУ 35-ЭП-319-64	ЛСЛ-р	0,15 0,17 0,20 0,24	600–1000	3	1,8	12 10 8 7	4,0 4,5 5,0 5,5	То же	То же
Стеклолакоткань пропитанная	ТУ 16503.036-75	ПС-ИФ/ЭП-70	0,08–0,12	700–1000	–	–	–	–	Рольная стеклоткань марки Э, пропитанная совмещенным эпоксидно-фенолоформальдегидным лаком марки ИФ-ЭП-70	Для изготовления путем горячего прессования механически прочных элементов изоляции обмотки ротора (подбандажной изоляции, лодочек, прокладок)

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Стеклолакоткань пропитанная	ТУ ОЭПП 503.174-60	ПСК-41/ЭП	0,08–0,1	700–1000	–	–	–	–	Рулонное стеклянное полотно, пропитанное полиорганосилоксановым лаком марки К-41/ЭП	То же
Резиностеклоткань	ТУ ОЭПП 503.094-59	РСК-1	0,23	250–750	3–10	–	8	Не нормируется	Эластичные электроизоляционные материалы, изготовляемые из бесщелочной стеклоткани, пропитанной в марке РСК-1 тонкой эмалью на основе каучука СКТ; в марке РСК-2 – кремнийорганическим каучуком. Цвет – белый.	Для изоляции выводных концов нагре-востойких электрических машин
	ТУ 35-ЭП 75-62	РСК-2	0,11	250–750	4–12	–	8	1,0		Для изоляции лобовых частей нагревостойких электрических машин низкого напряжения
Стеклолакоткань на кремнийорганической эмали	ВТУ МЭП ОАА 503.014-53	ЛСК-1 ЛСК-2	0,12–0,15 0,2	200–700	3–3,5	–	30 25	2,4–4,4 2,5–6,0	Бесщелочная стеклоткань ЭСТБ, пропитанная теплостойкой кремнийорганической эмалью: ЛСК-1 – жесткая, ЛСК-2 – мягкая. Цвет стеклолакоткани – светло-красный и красный	Для изоляции электрических машин нагревостойкого, влагостойкого и тропического исполнения
Стеклолакоткань полупроводящая	ТУ ОИИ 503.056-66	ЛСК-5	0,12 0,2	650–915 200–700	3–12	–	6	Удельное поверхностное сопротивление при 20° С 10^3–10^5 Ом	Бесщелочная стеклоткань марки ЭСТБ, пропитанная теплостойкой полупроводящей эмалью, пигментированной графитом. Цвет стеклоткани – черный	В качестве полупроводящего материала лобовых частей статорных обмоток напряжением 13,8–20 кВ

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2		Относительное удлинение при растяжении, %	Среднее пробивное напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Характеристика материала	Область применения
					По основе	Под углом 45°				
Стеклосетка пропитанная	ТУ 35-ЭП-14-61	ПСС-ИФ/ЭП-70	0,2 0,25	700–1000	–	–	–	–	Рольная разреженная стеклоткань, пропитанная модифицированным фенолоформальдегидным лаком марки ИФ-ЭП-70	Для изготовления путем горючего прессо-вания прочных элементов изоляции обмотки ротора
Лента изоляционная прорезиненная	ГОСТ 2162-97	–	0,2 0,3	10–50	–	–	–	5–2,5 5–3,0 6–2,0	Ленту изготовляют из сурового миткаля, промазанного липкой резиновой смесью с одной или двух сторон	Для изолировки соединений в машинах малой мощности, низкого напряжения
Материал электроизоляционный	ГОСТ 51636-72	РЭМ-К	0,3–0.8	600–1000	2,5	–	–	20	Электроизоляционный рулонный материал из стеклоткани, пропитанной эпоксидно-фенольной смолой с разделяющим слоем из триацетатной пленки	Для изоляции каркасов катушек и других деталей цилиндрической формы с малым радиусом закругления
Лента стеклянная полупроводящая	ТУ 6-11-314-84	ЛСП-0-1 ЛСП-0-2	0,2	–	–	–	–	–	Удельное электрическое сопротивление: ЛСП-0-1 для пазовой части – 10^4–10^5 Ом.см; ЛСП-0-2 для лобовой части -10^7–10^8 Ом.см.	Для полупроводящего покрытия статорных стержней в пазовой и лобовой части

Таблица 13-9. Слюдяные материалы

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Миканит коллекторный	ГОСТ 2196-88	КФШ, КФГ КФГС, КФА	2600	0,4÷1,5 0,4÷1,2	215x465	≥18	Твердый листовой материал, обладающий высокими механическими свойствами и низким содержанием связующего по сравнению с другими миканитами	Для изготовления электроизоляционных прокладок между коллекторными пластинами в электрических машинах. Для изготовления электроизоляционных прокладок различного назначения, не подвергающихся изгибу, круглых и фасонных
Миканит прокладочный	ГОСТ 6121-88	ПМГ, ПМГА, ПФГ, ПФГА, ПСГ, ПСГЛ ПМШ, ПМША, ПФШ, ПФКА	2400	0,5; 1.0; 0,6; 1,5; 0,7; 2,0; 0,8; 3,0; 0,9; 5,0 0,15 и вышеуказанные толщины	550x650 550x650	15÷20 15÷38	Твердый листовой материал как при нормальной, так и при повышенной температуре (около 100°С)	Для изготовления витковой изоляции обмоток роторов турбогенераторов
Миканит формовочный прессованный	ГОСТ 6122-88	ФМГ, ФМГА, ФФГ, ФФГА, ФСГ, ФСГА, ФМП, ФМШ, ФФШ, ФФША, ФМК, ФФК	2100	0,1; 0,5; 0,15; 0,6; 0,2; 0,7; 0,25; 0,8; 0,3; 0.9; 0,35; 1,0; 0,4; 1,5; 0,45 Более 1,5	550x650	27÷ 40	Листовой материал, обладающий способностью при нагреве приобретать различные формы, сохраняя их при охлаждении	Для изготовления горячим прессованием фасонных изоляционных деталей роторных гильз и манжет, коллекторных манжет, подбандажной изоляции, изоляционных колпачков статорных обмоток и др.

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Стекломиканит гибкий	ГОСТ 8727-88	$Г_2ФЭI$, $Г_2ФКI$ $Г_2ФГII$, $Г_2ФЭII$, $Г_2ФКII$ $Г_1ФГI$, $Г_1ФКI$	1700	0,2÷0,6 0,25÷0,6 0,2÷0,5	640x850	14÷15 12,6÷15,0	Листовой материал, обладающий повышенной механической прочностью и гибкостью при комнатной температуре. Содержание слюды 40÷60%	Для изготовления междувитковых прокладок в обмотках; пазовой изоляции всыпных обмоток электрических машин; прокладок в лобовых частях всыпных обмоток; изоляции лобовых частей статорных обмоток от корпуса; подбандажной изоляции в якорных и роторных обмотках; корпусной изоляции роторных и статорных обмоток электрических машин общепромышленного применения; во всех случаях, когда необходим нагревостойкий и влагостойкий электроизоляционный материал
Миканит гибкий	ГОСТ 6120-88	ГМС, ГФС, ГМЧ, ГФЧ, ГФК ГМСО, ГФСО, ГМЧО, ГФЧО	2000	0,15÷0,5 0,2÷0,5	450x00 450x00	15÷27	Листовой материал, обладающий гибкостью при комнатной температуре, оклеенный или не склеенный бумагой. Содержание связующего вещества 10÷25%. Гибкий миканит не формуется	Для изготовления гибких изоляционных прокладок, допускающих изгибание в холодном состоянии в пазовых и лобовых частях статорных обмоток). Для пазовой изоляции роторных и статорных обмоток электрических машин.
Микафолий	ГОСТ 3686-88	МФГ-Б	1300÷1500	0,15÷0,3	Рулоны шириной 500 и 700 и листы 500x000	13 ÷ 16	Гибкий в нагретом и мало гибкий в холодном состоянии материал, состоящий из одного или нескольких слоев щипаной слюды, склеенных лаком между собой, и покрытый с одной стороны стеклотканью, телефонной бумагой или сеткой. Содержание связующего вещества 7 ÷ 32%, летучих веществ не более 6%	Для изготовления формуемого в нагретом состоянии электроизоляционного материала в электрических машинах высокого напряжения (пазовая изоляция статорных и якорных обмоток, корпусная изоляция шпилек, крепление лобовых частей и др.)
		МФГ-Т, МФГ-С		0,2÷0,3				
		МФШ-Б		0,15÷0,3				
		МФП-Т, МФП-С		0,2÷0,3				
		ММГ-Б		0,15÷0,3	700x000			
		ММШ-Б ММГ-Т						То же, но для электрических машин нагревостойкого исполнения
		ММГ-С МФК-Т МФК-С ММК-Т ММК-С		0,2÷0,3				

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Микалента	ГОСТ 4268-88	ЛФЧ-Б ЛФЧ-ББ ЛФЧ-ТБ ЛФС-ББ ЛФС-ТБ ЛФС-ТТ ЛМЧ-ББ ЛМЧ-ТБ ЛМС-ББ	1700÷1800	0,08 0,1; 0,13; 0,17 0,14; 0,17 0,1; 0,13; 0,1; 0,13; 0,15; 0,16; 0,17; 0,21 0,1; 0,13; 0,17 0,15; 0,17 0,1; 0,13; 0,17	Ролики 10; 15; 20; 23÷25; 30; 35[1]; 110[2]	12÷18	Микалента состоит из одного слоя щипаной слюды, склеенной связующим веществом с одной или двумя подложками из миканитовой бумаги, стеклоткани или стеклосетки. Микалента марок ЛФК-ТТ, ЛФК-ТС, ЛМК-ТТ, ЛМК-ТС выпускается печной и холодной сушки, печной сушки— марок ЛФЧ-Б, ЛФК-Т, ЛМР-СС. Остальные — холодной сушки. Гибкий в холодном состоянии электроизоляционный материал. Содержание связующего ЛФЧ-Б, ЛФК-Т 8÷18%, ЛМР-СС 2÷8%, остальные лаки 15÷30%	Для витковой и корпусной изоляции обмоток электрических машин высокого напряжения. Микалента на черном лаке применяется для компаундированной изоляции и для изоляции, не подвергающейся выпечке. Микалента на светлом кремнийорганическом и каучуковом лаках применяется для изоляции, подвергающейся выпечке (проводниковая и витковая изоляция статорных обмоток, витковая изоляция роторных обмоток и др.)
		ЛМР-СС ЛФК-Т ЛФК-ТТ ЛФК-ТС ЛМК-ТТ ЛМК-ТС		0,13 0,08; 0,13; 0,15 0,1; 0,13; 0,15; 0,17; 0,21; 0,1; 0,13; 0,15; 0,17; 0,21; 0,13 0,15				

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Микашелк	ВТУ МЭСЭП ОАА.503.028-БЗ	ЛЧМШБ ЛИФШБ ЛСМШБ ЛСФШБ	1700	0,14; 0,17	Рулон (400÷900) [1]	13 12 13 12	Гибкий в холодном состоянии рулонный материал, состоящий из одного слоя щипаной слюды, склеенной лаком с шелком, покрывающим слюду с одной стороны, и микалентной бумагой с другой стороны. Обладает повышенной механической прочностью	Корпусная изоляция стержней, межвитковая изоляция с повышенной механической прочностью для обмоток электрических машин высокого напряжения. Для пазовой части обмоток используется микашелк на светлом лаке, для лобовых частей на черном лаке

Примечания: [1] Ширина. [2] Диаметр.

Таблица 13-10. Слюдинитовые материалы

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Слюдинит коллекторный	ГОСТ 12127-66	КСШ	2250	0,5–1,2	215x400	20	Содержание связующего вещества от 5 до 9%. Твердый прессованный материал в холодном и горячем состоянии	Для электроизоляционных прокладок между коллекторными пластинами в электрических машинах постоянного тока
Слюдинит прокладочный	ТУ ОЭИ ВЭИ 64-58	ПСК, ПСГ, ПСШ, ПСЭ	2250	0,1–2,0	200x00	20–25	Листовой прессованный материал твердый в холодном и нагретом состоянии. Содержание связующего вещества 8–15%	Для электроизоляционных прокладок различного назначения, не подвергающихся изгибу

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Стеклослюдинит формовочный	ВТУ ОАИ 503.085-66	ФС25К-40, ФСК40К-40	1600–1700	0,11; 0,12 0,11; 0,15; 0,2	250x350 100x350	25–30	Листовой материал, допускающий формование при нагреве до 60–90°С	Для изготовления фасонных изоляционных деталей, получаемых горячим формованием для электрических машин нагревостойкого исполнения
Слюдинит формовочный	ВТУ ОЭИ 65-58	ФСК, ФСГ, ФСШ, ФСГО, ФСКО, ФСШО	1600–1700	0,1; 0,15; 0,2; 0,25,; 0,3; 0,35; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0	150x500	20–40	Твердый в холодном и гибкий в нагретом состоянии материал, при температуре 70– 90°С формуется.	Для изготовления фасонных изоляционных деталей, получаемых горячим формованием. Рекомендуется применять в комбинации с формовочным миканитом
Слюдинит гибкий	ГОСТ 10715-63	ГСП $Г_1$СП $Г_2$СП $Г_1$СК $Г_2$СК	1500–1700	0,15–0,5 0,1–0,15 0,2–0,5 0,1–0,15 0,2–0,5	500x800	14–17 13 21 13 21	Листовой материал, обладающий гибкостью при комнатной температуре	Для изготовления различных гибких изоляционных прокладок, допускающих изгибание в холодном состоянии
Лента слюдинитовая на кремнийорганическом лаке	ТУ 05758799-030-97	ЛСК-1 ЛСК-Т ЛСК-СС ЛСК-ТТ	1400 1500	0,11 0,17 0,15	15, [1] 20, 23, 25, 30, 35	12 9 8	Гибкий при комнатной температуре материал, состоящий из одного слоя слюдинитовой бумаги, оклеенной с одной стороны или с обеих сторон стеклотканью или стеклосеткой. Содержание склеивающих: 20–40% (ЛСК-С, ЛСК-Т) и 25–40% (ЛСК-СС, ЛСК-ТТ)	Для корпусной и витковой изоляции обмоток электрических машин нагревостойкого исполнения
Лента стеклослюдинитовая	ТУ 16.503.191-79	ЛСЭН 526-Т (монотерм) ЛТСС-3 (слюдотерм)	–	0,16	–	–	Лента с односторонней подложкой из стеклоткани на эпоксидном термореактивном связующем. Класс нагревостойкости F.	Изоляция для высоковольтных обмоток.

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Слюдопластовая лента	ТУ 21-25-295-86	ЛИФЧ-ББ	–	0,11 0,13 0,15 0,17	–	–	На черном лаке (битумном) с двухсторонней подложкой из бумаги. Класс нагревостойкости В	Изоляция обмоток электрических машин
Слюдинитовая лента	ГОСТ 13184 -78	ЛСК-110-СТ, ЛСК-110-ТТ	–	0,11 0,13 0,15 0,17	–	–	Лента на 110 компаунде (полиэфирно-эпоксидный) с двухсторонней подложкой из стеклосетки и стеклоткани. Класс нагревостойкости В	Изоляция типа ВЭС-2 для высоковольтных обмоток.
Слюдинитовая лента,	ТУ16-91 И02.0168.001	ЛСК-110-СПл, ЛСК-110-ТПл	–	0,08 0,09 0,10 0,11	–	–	Лента на 110 компаунде с подложкой из стеклоткани и стеклосетки и пленки полиэтилентерефталатной. Класс нагревостойкости В	Изоляция высоковольтных обмоток
Лента пленкостеклослюдинитовая	ТУ 16-90И79.0168.002	ЛСУ	–	0,13	20[1)] 25	–	Ленты слюдинитовая пропитанная. Класс нагревостойкости F.	Изолировка лобовых частей катушечных обмоток статора
Лента стеклослюдяная	ТУ 16-91И37.0168.006	ЛСЭП-934-ТПЛ	–	0,13	20[1)] 25	–	Ленты слюдинитовая пропитанная. Класс нагревостойкости F.	Изолировка пазовой части обмоток напряжением до 10,5 кВ
Лента пленкостеклослюдяная	ТУ 3492-024-50157149-00	Элмикатерм 524019	–	0,08	20[1)]	–	Ленты слюдинитовая пропитанная. Класс нагревостойкости F.	Витковая и корпусная изоляция электрических маши
Лента пленкостеклослюдяная	ТУ 3492-013-00214639-2000	Элмикатерм 554099	–	0,14	23[1)]	–	Ленты слюдинитовая пропитанная. Класс нагревостойкости F.	То же
Лента пленкостеклослюдяная	ТУ 3492-034-50157126-2004	Элмикатерм 554099	–	0.18	25[1)]	–	Ленты слюдинитовая пропитанная. Класс нагревостойкости F.	То же

[1)] Ширина ролика; диаметр ролика 100 мм

Таблица 13-11. Слоистые пластики

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм^2		Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						при статическом изгибе	при растяжении			
Гетинакс электротехнический	ГОСТ 2718-74	I II	1350–1450 1350–1450	0,2–50 0,4–50	700x930 630x930	10 10	8 8	15 15	Слоистый прессованный материал, состоящий из электроизоляционной бумаги, пропитанной термореактивными связующими для марок: I, II, III – смола резольного типа; IV – крезолоформальдегидная смола резольного типа; V-1, V-2 – эпоксидная смола, отвержденная смолой резольного типа; VI – смола резольного типа; VII – анилинофенолоформальдегидная смола; VIII – эпоксидная смола, отвержденная смолой резольного типа. Гетинакс марки II в отличие от марки I выпускается с более широкими допусками по толщине и ненормированным короблением. Гетинакс марки IV в отличие от марки III допускает работу в условиях влажного тропического климата. Гетинакс поддается механической обработке: распиловке, сверлению, точению, фрезерованию	Для изготовления изоляционных деталей крепления обмоток; распорок, клиньев, колодок, шайб, рамок; пазовых клиньев, прокладок и др.
		III IV	1300–1400 1280–1380	5,0–50 2,0–50	550x100 650x930 700x930 930x1030 930x1430	10 6	7 6	13 20		То же, но в условиях повышенной влажности
		V-1, V-2	1280–1400	5,0–50	При толщине до 0,5 мм может изготавливаться в рулонах	8	6	20		Для изготовления изоляционных деталей, работающих в трансформаторном масле до 1000 В
		VI	1300–1400	0,4–3,8	То же	–	7	20–26		Для изготовления изоляционных деталей, работающих до 1000 В и высокой частоте
		VII	1350–1450	0,4–3,8	То же	–	7	25		То же, с улучшенным тангенсом угла диэлектрических потерь
		VIII	1300–1400	1,0–3,8	То же	–	–	–		То же

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм^2		Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						при статическом изгибе	при растяжении			
Текстолит электротехнический листовой	ГОСТ 2910-74	А	1300–1450	0,5–50	Не менее 450x600	7–8	(3,5–4,5)	6 (при 90°С)	Слоистый прессованный материал, состоящий из двух и более слоев х/б ткани, пропитанной термореактивной смолой. Текстолит всех марок допускает механическую обработку: обточку, фрезеровку, распиловку, сверление и штамповку толщиной до 2 мм	Для изготовления деталей, работающих в трансформаторном масле или в среде воздействия минеральных масел
		Б	1300– 1450	0,5–50	То же	8–9,5	4,5 (4,5–5,5)	4,5 (при 90°С)		Пазовые клинья и прокладки, распорки, клинья и колодки, изоляционные шайбы и рамки и другие детали крепления обмоток
Текстолит электротехнический листовой	ГОСТ 2910-74	Г	1300–1450	0,5–50	Не менее 450x600	7–8	3,5 (3,5–4,5)	6 (при 90°С)	То же	То же, что у марки А, но с большими допусками по толщине и короблению
		ВЧ	1300–1450	0,5–8	То же	–	4,5	6 (при 90°С)		То же
Стеклотекстолит	ТУ 16-503-167-78	РЭМ	–	0,3; 0,5; 0,8	–	–	–	–	Рулонный электроизоляционный материал. Класс нагревостойкости F	Прокладки, шайбы
Стеклотекстолит листовой	ТУ 16-508-006-78	СТЭФ-Р/Э	1600–1900	10,0–16,0	Не менее 450x600	3,5	15	3,0	Листовой прессованный материал, состоящий из слоев стеклянной ткани, пропитанной эпоксидно-резольной смолой	Для изоляции роторов турбогенераторов в качестве подклиновой изоляции

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм^2		Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						при статическом изгибе	при растяжении			
Стеклотекстолит электротехнический листовой	ГОСТ 12652-74	СТ СТ-Б	1600–1850	1,5–30	То же	9,5	7	12 (при 90°С)	Стеклотекстолит изготавливается из стеклоткани и термореактивных электроизоляционных связующих марок: СТ, СТ-Б, СТ-I – фенолоформальдегидная смола резольного типа; СТ-II – смола резольного типа; СТЭФ, СТЭФ-I – эпоксидная смола; СТК – кремнийорганическая смола. Стеклотекстолит толщиной до 1 мм допускает механическую обработку и штамповку	Для изготовления пазовых клиньев и клиньев в лобовых частях обмоток роторов и статоров, изоляционных шайб, рамок и других деталей крепления обмоток Для изготовления витковой изоляции роторных катушек, пазовых прокладок и др.
		СТ-I		0,5–30		10	7,5	12(при 90°С)		
		СТ-II	1600–1900	1,5–30 0,5– 3,5	Не менее 450x600	22	17,5	20 (при 90°С)		
		СТЭФ-I		0,5–30	То же	24	20	20 (при 90°С)		
		СТК	1600–1800	0,5–30	То же	24	9	12 (при 90°С)		
Стеклотекстолит плоский Стеклотекстолит волнистый	ТУ 16.503.168--78	СТЭФ-II СТЭФ-IIВ	–	0,2–5,0 0,4–1,0	–	–	–	–	Листовой прессованный материал, состоящий из слоев стеклянной ткани, пропитанных термореактивной смолой. Удельное электрическое сопротивление $2.10^1 – 3.10^5$ Ом.см (перпендикулярно слоям), $3.10– 9.10^3$ Ом.см (параллельно слоям).	Для уплотнения стержней обмоток в пазах статоров высоковольтных электрических машин

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм^2		Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
						при статическом изгибе	при растяжении			
Стеклотекстолит конструкционный	ГОСТ 10292-74	КАСТ	1900	0,5 0,8 1,2	–	–	30	–	Изготавливаются на основе стеклоткани марки Т и упрочненных стеклотканей, пропитанных модифицированной формальдегидной смолой.	Для изготовления пазовых клиньев, распорок, изоляционных шайб и прокладок
		КАСТ-В	1500–2000	0,5–35,0	Не менее 450x600	14	28–21	23	Стеклотекстолиты поддаются всем основным видам механической обработки и склеиванию.	То же
Асбогетинакс	ТУ 16-503: 007-67	А-1	1600	2,0–10,0	800x1350	11	8	8	Листовой слоистый материал, получаемый горячим прессованием асбестовой бумаги	Для работы на воздухе при температуре до 130 °С в низковольтных электрических машинах и аппаратах
Асботекстолит	ГОСТ 16360-70	АСТ-А	1500–1700	6,0–60,0	Не менее 450x600	9	25	1,5	Листовой слоистый пластик горячего прессования, изготовляемый из асбестовой ткани, пропитанной термореактивной смолой	Для изготовления распорок и клиньев в лобовых частях обмоток роторов турбогенераторов
Доски асбестоцементные электротехнические (дугостойкие)	ГОСТ 4248-92	–	2100–2200	4,0–40,0	Не менее 700x1200	–	–	1,5	Слоистый пластик холодной прессовки, изготовленный из асбестовых волокон и портландцемента. Асбестоцемент допускает распиловку, фрезеровку, сверление	Для изготовления панелей щитов и оснований электрической аппаратуры
Асбостеклотекстолит	ГОСТ 5-78									
Картон электротехнический	ГОСТ 2850-95	ЭВ	–	0,2 – 3,0	–	–	–	–	Класс нагревостойкости 90°С.	Электроизоляционные детали для электрических машин.

Таблица 13-12. Пленки электроизоляционные

Наименование материала	ГОСТ или ТУ	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кгс/мм^2	Электрическая прочность, кВ/мм	Характеристика материала	Область применения
Пленка триацетатная	ТУ 6-17-499-73	1250	0,04 0,07	500 Ролики 4, 8, 12, 6, 10, 14, 16, 18, 20	9–12	89–135	Пленка изготавливается из триацетата целлюлозы двух видов: слабопластифицированная (бесцветная) и непластифицированная (цвет синий или голубой). Малостойкая к действию озона.	Пазовая изоляция обмоток электрических машин общепромышленного назначения, технологические обертки при выпечке гильз, подбандажной изоляции и др.
Пластикат поливинилхлоровиниловый светотермостойкий	ГОСТ 5960-72	1400–1500	Не нормируется	750x1000	1,8	200	Гибкий изоляционный материал, выпускается двух марок: А и Б	Для герметизации корпусов уплотнений валов турбогенераторов
Пленка и лента из фторопласта-4 марки НО, ЭО	ГОСТ 24222-80	–	0,04	–	–	–	Нагревостойкость до 200 °С	Защитная изоляция при изготовлении обмоток с термореактивной изоляцией

Таблица 13-13. Резина

Наименование материала	ГОСТ	Марка	Плотность, кг/м^3	Размеры, мм	Предел прочности при разрыве, кгс/см^2	Относительное удлинение при разрыве, %	Общая характеристика	Область применения	Нагревостойкость, °С
Резина листовая техническая	ГОСТ 7338-90	Т	1200	Выпускается пластинами (длина – от 250 до 1000, ширина – от 250 до 800, толщина – от 2 до 60[1]) и рулонами (длина – от 500 до 10 000, ширина – от 200 до 750, толщина – от 0,5 до 50[2])	40–60	200–300	–	Уплотнение воздухоохладителей, камер охлаждения и изготовление других уплотняющих прокладок в турбогенераторах с воздушным охлаждением	30–90
		МБ(А)	1200		60–95	200–250	Для уплотнения узлов турбогенераторов используется мягкая резина. В зависимости от бензиностойкости резина МБ разделяется на две марки: А и Б.	Уплотнение щитов, газоохладителей, выводов, токоподводов, корпусов, и др. узлов, изготовление других круглых и квадратных уплотняющих прокладок в турбогенераторах с водородным охлаждением.	30–50
		МБ(Б)			45–70	200–400			
Шнур резиновый круглого и прямоугольного сечения	ГОСТ 6467-79	2	1200	Шнур круглого и квадратного сечения. Диаметр или размеры сторон от 2,0 до 50,0 мм.	40–60	–	В зависимости от твердости резины шнуры подразделяются на мягкие, средней и повышенной твердости. Для уплотнения узлов генератора используется мягкая резина	Для уплотнения газоохладителей, токоподводов, валов, корпусов, вкладышей уплотнений, маслоуловителей, щитов турбогенератора и др.	Для работы в среде воздуха в интервале температур от – 30 до +90°С, в среде водяного пара до 140°С
Пластины резиновые	ГОСТ 7338 -90	МБС		Толщина от 1 до 60	–	–	Резина маслобензостойкая, мягкая (М).	Применяется для уплотнения газоохладителей, камер охлаждения, масляных уплотнений ТГВ.	От – 30 до +50

Наименование материала	ГОСТ	Марка	Плотность, кг/м^3	Размеры, мм	Предел прочности при разрыве, кгс/см^2	Относительное удлинение при разрыве, %	Общая характеристика	Область применения	Нагревостойкость, °С
Пластины из вакуумной резины	ТУ 38-105.116-81			Толщина от 3 до 40	–	–	Цвет белый.	Уплотнение токоведущих болтов ротора, газоохладителей.	+70
Шнур вакуумный круглого и прямоугольного сечения	ГОСТ 6467-79	–	–	Диаметр или размеры сторон от 3 до 59	–	–	Не допускается попадания масла и растворителей.	Уплотнение разъемов составных частей турбогенераторов с водородным охлаждением.	8–70
Шнур	ТУ 38.105.1165-90	ИРП 1338	–	Диаметр 5 и 10	–	–	–	В уплотнениях валов роторов турбогенераторов с водородным охлаждением вместо шнура шприцованного 14Р2 и 5Р128	–
Пластикат листовой	ТУ-6-05-1114-75	–	–	Толщина 1,3,4,5, размеры 800x600	–	–	Пластикат из отходов и отсевов поливинилхлорида.	. Применяется для уплотнения щитов	от – 15 до +70
Рукав резиновый напорный с текстолитовым каркасом	ГОСТ 18698 -79	–	–	–	–	–	–	Для продувки и очистки сжатым воздухом деталей и узлов	–
Резиностеклоткань	ТУ 38-105.108-76	РЭТСАР	–	Толщина 0,2 мм	–	–	Нарезанная на ленты ткань. Самослипаемость при 20–30°С в течение 24 часов. Цвет красный.	Применяется для изоляровки соединений.	180

Примечания:
[1] 2; 6; 14; 25; 45; 3; 8; 16; 30; 50; 4; 10; 18; 35; 55; 5; 12; 20; 40; 60; 60–95.
[2] 0,5; 4,0; 12; 25; 1,0; 5,0; 14; 30; 1,5; 6,0; 16; 35; 2,0; 8,0; 18; 40; 3,0; 10; 20; 45; 50; 45–70; 35–50.

Таблица 13-14. Припои

Наименование припоя	ГОСТ	Марка	Плотность, кг/м^3	Основные компоненты припоя, весовые части	Температура расплавления, °С		Предел прочности на разрыв, кгс/ мм^2	Удельное электрическое сопротивление, Ом·мм^2/м	Флюс (компоненты флюса в весовых частях)	Сортамент припоя, мм	Область применения
					Начало	Конец					
Припои оловянно-свинцовые	ГОСТ 21930-76	ПОС-61	8540	Олово – 61, свинец – 39	183	190	4,3	0,139	Канифоль– 40, бензин – 50, керосин– 10	Прутки диаметром: 8, 10, 12, 15, длиной: 300, 400. Проволока диаметром: 0,5; 2,5; 0,8; 3,0; 1,0; 4,0; 1,5; 5,0; 2,0; 6,0	Для лужения и пайки соединений обмоток крупных электрических машин. Для лужения и пайки проволочных бандажей
		ПОС-40	9310	Олово – 40, свинец – 60	183	238	3,8	0,159	Канифоль– 30, спирт этиловый– 60, кислота уксусная – 10	Лента толщиной 0,8–5, шириной 5–10	
		ПОС-30	9680	Олово– 30, свинец – 70	183	255	3,6	0,179	Канифоль– 28, спирт этиловый - 65, цинк хлористый – 5, аммоний хлористый– 2	Трубки $D_{лаз}$=1–5, $D_{внут}$= 0,5–2,5, чушки	Для пайки обмоток низковольтных электродвигателей
Припой медно-фосфористый	ГОСТ 4515-93	МФ-3	8900	Фосфор–7, медь–93	707	860	18–22	–	Флюс № 209	Выпускается в форме плиток. Масса плитки 12 кг	Для пайки схем статорных обмоток
Припой медно-цинковый	ГОСТ 23137-78	ПМЦ-36	7700	Медь – 36, цинк–64	800	825	–	0,03	Бура– 80, кислота борная– 20	Поставляется в форме зерен, класс А. Зерна от 0,2 до 3 мм	Для пайки малоответственных деталей из меди, латуни и бронзы
Припои серебряные	ГОСТ 19738-74 и 19739-74	ПСР-15	8300	Серебро– 15, медь– 80,2 фосфор – 4,8	810	835	–	0.07	Припой самофлюсующийся, а потому может использоваться и без флюса.	Пластины шириной 50–200, длиной 100– 400. Проволока диаметром 0,3; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2; 1,6; 2,0; 3,0; 3,6; 4,0; 5,0	Для пайки проводников обмоток статоров электрических машин (пайка встык, в хомутиках, в наконечниках)
		ПСР-2,5	1100	Серебро – 2,5, олово – 5,5, свинец – 92	296	300	–	–	Тетрафторборат калия – 70, бура– 30, кислота борная– 20, бура– 80		

Наименование припоя	ГОСТ	Марка	Плотность, кг/м^3	Основные компоненты припоя, весовые части	Температура расплавления, °С		Предел прочности на разрыв, кгс/ мм^2	Удельное электрическое сопротивление, Ом·мм^2/м	Флюс (компоненты флюса в весовых частях)	Сортамент припоя, мм	Область применения
					Начало	Конец					
Припои серебряные		ПСР-45	9100	Серебро– 45, медь– 30, цинк 25	660	725	28–30	0,097	Ангидрид борный– 35, калий фтористый обезвоженный – 42, фторборат калия-23	Полосы толщиной 0,15; 1,0; 0,2; 1,2; 0,3; 1,6; 0,5; 2,0; 0,8; 2,5; 3,0	Для пайки схем статорных обмоток. Для пайки статорных обмоток гидрогенераторов. Для пайки роторных и статорных обмоток крупных электрических машин
Припой циркониевый	ТУ 48-24-663-79	ПМФОЦр6-4-0,03	8000	медь, фосфор, олово, цирконий	680–640	700	–	0,3–0,33	ПВ-209	–	Применяется взамен оловянно-свинцовых, медно-фосфористых и серебряных припоев для пайки обмоток статоров электрических машин в случаях, когда допустимо повышенное электрическое сопротивление пайки
Олово	ГОСТ 860-75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Для лужения, изготовления припоев
Баббит	ГОСТ 1320-74	Б-83	–	–	–	–	–	–	–	–	Применяется для заливки рабочей поверхности вкладыша масляного уплотнения турбогенераторов с водородным охлаждением

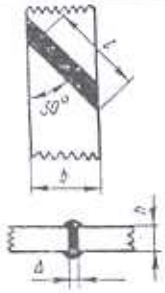
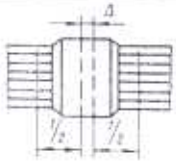
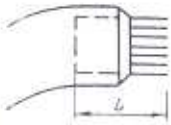
Таблица 13-15. Флюсы для пайки
ГОСТ 23178-78

Наименование флюса		Температурный интервал активности флюса, °С	Паяемый материал	Применяемый припой
Новое	старое			
ПВ200	200	800–1200	Нержавеющие и конструкционные стали, жаропрочные сплавы	Высоко- и среднеплавкие припои
ПВ201	201	800–1200		
ПВ209	209	700–900	Нержавеющие и конструкционные стали, медь и ее сплавы	Среднеплавкие припои
ПВ209Х	209	700–900		
ПВ284Х	284	600–800		
	КЭ (канифоль, этиловый спирт)	125	Медь	Низкоплавкие припои
Примечание: флюсы ПВ – высоко токсичны в связи с большим содержанием фтора (12,3–13,3%) и образованием H_4F в процессе пайки; производственные помещения, в которых выполняют работы с этими флюсами, должны быть оборудованы общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией. Рабочие места при использовании флюсов должны быть оборудованы местной вентиляцией.				

Таблица 13-16. Расчет расхода оловянистого припоя.

Припой	Назначение	Характер спая	Расход припоя, г	Примечание
Оловянистый	Статорная обмотка, обмотка якорей машин постоянного тока	Встык	$G=18z(bn+am)c_1.10^{-3}$	G – масса припоя на один конец, г; z – длина луженой поверхности,мм; a – высота проводника, мм; b – ширина проводника, мм; m – количество проводников по высоте хомутика; n – количество проводников по ширине хомутика; c_1 – поправочный коэффициент
Оловянистый	Катушечная обмотка турбо- и гидрогенераторов	В хомут	$G=50z(bn+am)\ c_1.10^{-3}$	

Таблица 13-17. Расчет расхода серебряного припоя

Припой	Назначение	Характер припоя	Расход припоя, г	Объем припоя, см^3
Серебряный	Пайка проводника встык	 В стык	$P = 1{,}05\rho V$ $P=(21–35)hb\Delta$	$V = S\Delta\varphi$, $S = hl$; $l=b/\sin 30° = 2b$
Серебряный	Пайка головок статорных стержней	 В хомут	$P = 1{,}05\rho V$	$V=V_1+V_2+V_3+V_4$; $V_1=F_n\Delta$; $V_2=\delta_c H_c B_c$; $V_3=2nS_1$; $V_4= F_3 d$;
Серебряный	Пайка наконечников со стержнями		$P = 1{,}05\rho V$	$V=V_1+V_2+V_3+V_4$; $V_1=\delta_c H_c B_c$; $V_2= nS$; $V_3=F_3 d$; $F_3=F_n F_m$ $V_4=0{,}0036 d_1 n$

Обозначения: P – расход припоя на пайку одного стыка, ρ – плотность припоя, кг/м^3; 1,05 – коэффициент потерь при пайке; V – объем припоя на пайку одного стыка; S – площадь стыка, см; Δ – зазор в стыке, см; φ – коэффициент, учитывающий увеличение расхода припоя за счет наплыва, равен 1,2–1,8; h – высота проводника, см; l –длина разделки стыка, мм; V_1 – объем припоя в стыке соединяемых стержней; F_n – площадь поперечного сечения паза хомута; V_2 – объем припоя на серебрение внутренней поверхности хомута; δ_c–толщина слоя припоя, он равен 0,01–0,15 см; H_cB_c– площадь серебрения; n –параметр стержня, см; S_1 – площадь поперечного сечения катета, равна 0,03 см; V_3 – объем припоя в катетах вокруг хомута; V_4 – объем припоя в зазорах между проводниками на длине пропаивания; F_3– площадь поперечного сечения в головке;
d – длина пропаивания, см; Fn – площадь поперечного сечения паза наконечника, см^2; Fm – площадь поперечного сечения меди стержня, см^2; 0,0036 – коэффициент, учитывающий зазоры от закругления элементарных проводников; d_1–длина проводника, см; n – количество элементарных проводников.

Таблица 13-18. Электроды и флюсы для сварки

Материал	Назначение
Стальная сварочная проволока марок СВ-12ГС, СВ-08ГС, СВ-08Г2С	Для газовой сварки низкоуглеродистой и низколегированной сталей пропан-бутано-кислородным пламенем с использованием жидкого горючего
Латунная проволока марки Л62	Для сварки простых латуней (Л62, Л68 и т. п.) и наплавки их на черные металлы ацетилено-кислородным пламенем с флюсом БМ-1
Латунная проволока марки Л060-1	Для сварки ацетилено-кислородным пламенем с флюсом БМ-1 изделий из латуни, используемых для работы в морской воде
Латунная проволока марки ЛК62-05	Для сварки простых и кремнистых латуней пламенем смеси ацетилена или его заменителей с кислородом
Самофлюсующая присадочная проволока марки ЛКБ062-02-004-05	Для бесфлюсовой газовой сварки латуни. Обеспечивает высокие механические свойства сварного соединения. Сварка происходит без дыма
Чугунные сварочные прутки марок А, Б	Для сварки серого чугуна: прутки марки А – для заварки массивных деталей с общим подогревом, прутки марки Б – для тонкостенных деталей без общего подогрева, а также для низкотемпературной заварки мест, не подлежащих механической обработке
Латунная проволока марки ЛК 62-0[2]	Для наплавки на черные металлы. Можно применять для газофлюсовых процессов наплавки с использованием в качестве горючего ацетилена или пропан-бутана
Припой ЛОК-59-1-03	Для пайки стали, меди и для пайки – сварки чугуна
Белая латунь марки ЛОМНА	Для низкотемпературной пайки – сварки чугуна, для исправления дефектов на обработанных поверхностях ответственных изделий
Железный порошок марки ПЖ5М	При кислородно-флюсовой резке
Флюс БЛ1-1	Для ацетилено-кислородной сварки меди, никеля и их сплавов, для пайки твердым припоем. Можно использовать при наплавке цветных металлов на черные
Флюс АН-А-201	Для газовой сварки алюминиево-магниевых сплавов и алюминия высокой и технической чистоты
Флюс АН-А-203	Для газовой сварки алюминиево-марганцевых сплавов, а также алюминия высокой и технической чистоты
Флюс ВАМИ	Для газовой сварки алюминия и алюминиевых сплавов
Флюс ФСЧ-1	Для низкотемпературной газовой сварки чугуна и заварки литейных дефектов с присадочными прутками НЧ-1
Флюс ФСЧ-2	Для низкотемпературной газовой сварки чугуна и заварки литейных дефектов с присадочными прутками НЧ-2
Флюс ФПСН-2	Для низкотемпературной пайки – сварки чугуна латунными припоями
Флюсы ПВ200, ПВ201, ПВ209Х и ПВ284Х	Для высокотемпературной пайки конструкционных и нержавеющих сталей, жаропрочных и медных сплавов (см. табл. 13-15)
Флюс 34-А	Для пайки алюминия и его сплавов припоями типов 34-А и 35-А с температурой плавления 500°С и выше. Рекомендуется для соединений, которые после пайки можно промывать водой

Таблица 13-19. Формующиеся материалы, компаунды, замазки, отвердители, ускорители, клеи, моющие жидкости

Название	ГОСТ или ТУ	Свойства и область применения	Срок жизни
Препрег ПО-0,04	ТУ 16-503.197-80	Стеклоткань на термореактивном связующем – «препрег обмоточный». Для крепления лазовых частей обмоток, изоляционных деталей; коробок, гильз, манжет.	6 месяцев
Препрег ППМ-3 толщина 1,7-2,0 мм	ТУ 6-11-587-84	Листовой материал, состоящий из обрезков, стеклонитей, полиэфирных смол, наполнителей. Препрег горячего отверждения, для крепления лобовых частей, обмоток, температура отверждения 70–120 °С.	2 месяца
Компаунд 110 полиэфирно-эпоксидный	ТУ 6-05-1882-80	Применяется при изготовлении стеклослюдинитовой ленты; в ремонте взамен лаков ЭР1-30, шеллачного и других. Температура запечки 150–160°С	3 месяца
Компаунд КЛСЕ с катализатором К-1 (резиновый, кремний-органический)	ТУ 38.103.691-89	Применяется для герметизации и изолировки узлов по технологии ЛПЭО «Электросила»	6 месяцев
Замазка КЛСЕ-2 (на основе компаунда КЛСЕ)		Заполнение изоляционных коробочек в турбогенераторах в районе выхода фторопластового шланга из коробки	6 месяцев
Полиэтиленполиамины	ТУ 6-02-594-80	Жидкость светло-желтого цвета. Пожароопасна, но невзрывоопасна. ПДК= 2 мг/м^3, при попадании на кожу промывать водой. Отвердитель для эпоксидных составов холодного отверждения (при 20–30 °С). Добавляемое количество 8 –12% от количества смолы.	2 года
Изометилтетрагидрофталевый ангидрид (ИМТГФА марки А и Б)	ТУ 38– 103.149-85	Жидкость светло-коричневого цвета, при температуре +20°С переходит в пастообразное состояние, при более низких температурах – кристаллы белого цвета. При подогреве до 30–40°С – превращается в жидкость. ПДК=1 мг/м^3. Отвердитель для эпоксидных составов горячего отверждения (при 150–160° С), добавляемое количество – 80% от количества смолы. При добавлении ускорителя температура отверждения снижается до 20–30° С. Применяется вместе с ускорителем для изготовления препрега холодного отверждения.	6 месяцев, из-за высокой влагопоглощаемости, необходимо беречь от влаги
Ускоритель УП-606/2	ТУ 6-09-4136-75	Жидкость от янтарного до коричневого цвета, предназначается для ускорения отверждения эпоксидных составов. Слаботоксичен. Применяется для изготовления препрега холодного отверждения.	6 месяцев
Дициандиамид	ГОСТ 6988-73	Мелкие кристаллы белого цвета. Малотоксичен, трудногорючее вещество, но пыль–взрывоопасна. Применяется в качестве инициатора полимеризации лака ЭР1-30. Растворяется в спирте, толуоле.	1год
Отвердитель №1 (раствор гексаметилендиамина в этиловом спирте)	Компонент ЭП-0010 по ГОСТ 10277-76	Жидкость светло-коричневого цвета, добавляется 8,5 г на 100г шпатлевки; может быть заменена полиэтиленполиамином.	1год

Название	ГОСТ или ТУ	Свойства и область применения	Срок жизни
Сиккативы нафтенатные жидкие НФ-1–НФ-8	ГОСТ 1003-73	Жидкости коричневого цвета. Продукт взаимодействия солей и окислов металлов и нафтеновых кислот. Применяются в качестве добавок к эмалям для улучшения высыхания. Пожароопасны, токсичны.	6 месяцев
Грунтовка ГФ-0163	ОСТ 6.10-409-77	Для грунтовки деталей перед окраской (взамен ГФ-020)	6 месяцев
Шпатлевка ЭП-0010 (красно-коричневая)	ГОСТ 28379-89	Для склейки изоляционных коробок из ЭГ-4 и приготовления замазок	12 месяцев без отвердителя
Клей88-СА (резиновый)	ТУ 38.105.1760-89	Для приклеивания резин к металлам и между собой.	6 месяцев
Клей ЭК-4	ТУ 504.087 ТУ, Электросила	Склеивание изоляционных деталей в турбогенераторах.	6 месяцев
Клей ЭК-5ТМ	ТУ 504.091 ТУ, Электросила	Склеивание изоляционных деталей в турбогенераторах.	6 месяцев
Клей ЭК-2	ТУ 504.066 ТУ, Электросила	Склеивание изоляционных деталей в турбогенераторах.	6 месяцев
Перхлоэтилен	ТУ 6-01-966-76	Бесцветная трудногорючая жидкость, плотность 1,62 г/см^3, может применяться в качестве моющей жидкости. ПДК= 10 мг/м^3.	1год
Метилхлороформ	ТУ 6-01-828-80	Прозрачная жидкость, негорючая, плотность 1,6–1,32 г/см^3. Практически не растворим в воде. Предназначается для очистки промышленных изделий от минеральных масел и других органических веществ. ПДК= 20 мг/м^3.	6 месяцев
Лабомиды 101, 102, 203, 204	ТУ 38– 10738-80	Взрыво- и пожаробезопасные моющие средства. Представляют собой смесь ПАВ со щелочными неорганическими солями. Применяются в виде водного раствора. Требуется сушка.	1год
МС-15	ТУ 6-15-978-76	Синтетическое моющее средство, эффективность в 1,5–2 раза более, чем у лабомидов. Нетоксичен, невзрывоопасен, хорошо растворим в воде. Требуется сушка.	1год
Термос-1 и термос – 2	ТУ 6-02-1315-85	Негорючая и нетоксичная жидкость, универсальное моющее средство, состоит из смеси ПАВ. Требуется сушка. Термос-1 – смесь дизельного топлива с концентратом «Термос». Термос-2 – водный раствор концентрата «Термос» и тринатрийфосфата.	

Таблица 13-20. Плотность материалов

Наименование	Плотность, г/см^3
Лента изоляционная:	
Микалента	1,8
Слюдинитовая лента	1,5–1,6
Слюдопластовая лента	1,7
Миканит:	
Формовочный	2,0
Гибкий	1,9
Прокладочный	2,0
Коллекторный	2,2
Микафолий	1,5
Стекломиканит	1,7
Слюда	2,7–2,9
Пластик:	
Гетинакс	1,4
Текстолит	1,5
Стеклотекстолит	1,8–2,0
Асботекстолит	1,8
Электронит	1,5
Паронит	2,0
Шнур:	
Льнопеньковый	1,25
Лавсановый	1,2
Стеклянный	1,3
Бумага и волокно:	
Бумага (кабельная, телефонная, оберточная)	0,8
Бумага асбестовая	1,0
Капрон	1,0
Асбокартон	1,3
Препрег ППМ-3	2,0–2,2
Ткань:	
Ткань и лента хлопчатобумажная	0,5
Ткань и лента стеклянная	1,2
Стеклоткань пропитанная	1,3
Стеклолакоткань	1,5
Лента стеклобандажная	1,2–1,3
Наполнители («насыпная плотность»):	
Асбест (распушенный)	1,3–1,4
Песок, кварц	1,6–1,8
Каолин, тальк	2,0–2,5
Древесина:	
Сухая	0,4–0,6
Сырая	0,9–1,1
Пленка:	
Лавсановая	1,4
Фторопластовая	2,0
Прокладки:	
Резина листовая	1,3–1,4
Пластикат	1,2
Смолы, клеи, лаки, жидкости:	
«Шеллак» (смола)	1,0–1,1
Лаки	1,1–1,3
Эмали	1,2–1,5
Растворители	0,8–1,1
Моющие жидкости (хлорсодержащие)	1,3–1,6
Смазки, клеи, пасты	0,8–1,1
Смолы, полиэфиры, отвердители	1,1–1,3
Замазки	1,8–2,2

Наименование	Плотность, г/см^3
Металлы и сплавы:	
Алюминий (листы, фольга)	2,7
Медь	8,9
Олово	7,3
Свинец	11,3
Серебро	10,5
Цинк	7,0
Латунь	8,5
Бронза	8,4–8,8
Сплав меди с серебром (МС)	8,9
Сталь углеродистая и низколегированная	7,85
Сталь нержавеющая	7,75
Сталь электротехническая	7,7
Чугун серый	7,2

Таблица 13-21. Перечень материалов, имеющих ограниченный срок годности

Наименование	Срок годности
1. Замазка КЛСЕ-2 (в комплекте)	6 мес.
2. Замазка ЭЗ-217, вар. 11 (в комплекте) Основа Отвердитель Наполнитель	6 мес. 6 мес. 6 мес. Без ограничений
3. Замазка ЭЗ-204 (в комплекте и по составляющим)	6 мес.
4. Пропитанная стеклоткань ПСЭФ-3УС 100	20 суток
5. Клей ЭК-2 (в комплекте и по составляющим)	6 мес.
6. Клей ЭК-4 (в комплекте и по составляющим	6 мес.
7. Клей ЭК-5Т-М (в комплекте и по составляющим)	6 мес.
8. Компаунд кремнеорганический марки А (в комплекте и по составляющим)	6 мес.
9. Лак ЛЭУ-227 (в комплекте) Форполимер Отвердитель МГФА Ускоритель УП-606/2 Ацетон	6 мес. 6 мес. 12 мес. 6 мес. Без ограничений
10. Лак ЛЭУД-М-254 (вар. 11, 1V), (в компл.), в т.ч. ускоритель	6 мес. 6 мес.
11. Лак ЭР1-30 (в комплекте) Раствор смолы и дициандиамида Бакелитовый лак	6 мес. 6 мес. 2 мес.
12. Лента ЛСКН-160-ТТ 0,13х25	6 мес.
13. Лента ЛЭТСАР КФ 0,5х26 гр.1, тип Г	8 мес.
14. Рулон РЭТСАР марка А, тип Г 0,25	8 мес.
15. Микалента ЛМЧ-ББ 0,13х25-1	6 мес.
16. Материал ППМ-609 (препрег)	Не менее 2 мес.
17. Полиэтилен – полиамид ПЭПА	24 мес.
18. Эпоксидная смола ЭЛ-16	12 мес.
19. Эмаль ГФ-92ХС	12 мес.
20. Эмаль № 82	6 мес.
21. Эмаль № 57	6 мес.
22. Эмаль ПФ-115	12 мес.
23. Эмаль ПЛГ-233 (без сиккатива)	6 мес.
24.Эмаль ПЛК-259-4 (ПЛК-274) – без сиккатива, с сиккативом	6 мес. 2 суток
25. Эмаль КО-855	12 мес.
26. Лента стеклослюдинитовая ЛС-ЭН 526-Т	3 мес.
27. Лента слюдинитовая ЛСК-110	3 мес.
28. Лента слюдопластовая ЛИФЧ-ББ	6 мес.
29. Пластины резиновые	2 года

Наименование	Срок годности
30. Шнур резиновый	2 года
31. Пластикат листовой	1 год

Примечания:

1. Срок хранения химических материалов и изоляционных материалов указан со дня их изготовления.
2. Продление срока годности – по заключению лаборатории.

Таблица 13-22. Комплект материалов, необходимых для замены нижнего стержня статора турбогенератора 1000 МВт

Материалы	Ед. измер.	Количество	Примечание
Шнур-чулок диаметром 3 мм (для технических целей) ТУ6-13-05018335-73-98	м	11500	23 кг
Лента стеклянная ЛЭСБ 0,2х25 ГОСТ 5937-81	м	1000	
Лента ЛСКН-160-ТТ 25 ТУ 16503.030-99	м	1000	
Лента ЛЭТСАР КП 0,2х26 Тип Г ГР1 ТУ 38.103 171-80	кг	20	
Пленка Ф-4 30 0,04х50 ГОСТ 24222-80	кг	0,5	
Стеклополотно ПЭНП-254-750 (пропитанное нитепрошивное) ТУ ОБС.503.031	кг	5	
Лента клеящая ПК-150 ТУ 3491-014-00214639	кг	8	
Лакоткань ЛКМ-105 0,1х1000 ТУ 16-90И37.0012.002	$м^2$	3	
Лента стеклянная ЛЭС 0,1х10 ГОСТ 5937-81	м	20	
Эмаль ГФ-92-ХС ГОСТ 9151-75	кг	0,5	
Шнур-чулок АСЧ (Б) 2,0, (электротехнический из стеклоткани) ТУ 17 РСФСР 21.224 7109	м	200	
Смазка ВНИИНП-242 ГОСТ 20421-75	кг	1,5	
Замазка КЛСЕ-2 ОБС. 504.011 ТУ	кг	100	
Лак ЛЭУ 227 ОБС.504.039 ТУ	кг	15	
Замазка Э3-204 Вариант 1 ОБС.504.033 ТУ	кг	2,5	
Замазка Э3-217 Вариант 2 ОБС.504.040 ТУ	кг	21	тальк 170 м.ч.
Замазка Э3-217 Вариант 2 ОБС.504.040 ТУ	кг	16	тальк 140 м.ч.
Замазка Э3-246 ОБС.504.062 ТУ	кг	40	
Клей резиновый 88-СА ТУ 38-105.1760-89	кг	15	
Клей ЭК-2 ОБС.504.066 ТУ	кг	20	
Клей ЭК-4 ОБС.504.087 ТУ	кг	10	
Подслой К-100 ОБС.902.023	кг	1	
Припой ПОС СУ 40-0,5 ГОСТ 219 31-76	кг	35,2	
Флюс КСП-30 % ОБС.909.055 ТУ	кг	2	
Припой ПСР-45 ГОСТ 197 46-74	кг	0,8	
Флюс ПВ 209 ГОСТ-231 78-78	кг	0,2	

Раздел четырнадцатый

ИСПЫТАНИЯ И ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ РЕМОНТЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

14.1. Общие положения

Раздел включает следующую информацию:

объем и нормы испытаний и измерений турбогенераторов при типовых и специализированных ремонтах;

методические указания по проведению отдельных видов испытаний и отысканию дефектов в обмотке и сердечнике статора, дефектов ротора;

методические указания по тепловым испытаниям турбогенераторов;

порядок определения основных электрических характеристики и параметров турбогенераторов.

В разделе использован ряд нормативных материалов и распорядительных документов (РД) [13–17, 19, 23].

При каждом ремонте составляется программа испытаний и измерений. В программу включаются все обязательные испытания для данного вида ремонта согласно утвержденным нормативам. Дополнительные специальные испытания, включаемые в программу, не должны противоречить нормативам и должны согласовываться в установленном порядке.

Испытания турбогенераторов должны производиться с соблюдением требований правил техники безопасности.

Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и измерения сопротивления изоляции.

Электрические испытания изоляции необходимо проводить при температуре изоляции не ниже 5 °С, кроме оговоренных случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре.

Далее приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П – при вводе в эксплуатацию новых турбогенераторов и генераторов, прошедших восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии или заводе-изготовителе;

К – при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами.

Испытания при средних ремонтах (С) турбогенераторов производятся в объеме и по нормам для текущего ремонта (Т), но, если во время среднего ремонта выводится ротор, то – в объеме и по нормам для капитального ремонта (К) [15]. Необходимость контроля между ремонтами (М) может определяться техническим руководителем энергопредприятия с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы генератора [15], рекомендаций завода-изготовителя, требований РД и указаний вышестоящей организации. Контроль всех категорий проводится как для турбогенератора, так и для его вспомогательных систем.

14.2. Объем и нормы испытаний при типовых ремонтах

В табл. 14-1 приведены объем и нормы испытаний турбогенераторов всех мощностей и напряжений при типовых ремонтах без перемотки статора или ротора. При проведении специализированных ремонтов в программу включаются специальные испытания.

Таблица 14-1. Испытания и измерения при типовых ремонтах турбогенераторов

Испытания	Охлаждение		Норматив
	без водорода	с водородом	
До и во время останова			
Измерение сопротивления изоляции цепи возбуждения при режиме, близком к номинальному	+	+	п. 14.3, табл. 14-2
Измерение вибрации узлов турбогенераторов и их электромашинных возбудителей при номинальной нагрузке, при холостом ходе с возбуждением и без возбуждения	+	+	п. 14.4, табл. 14-3
Снятие характеристики короткого замыкания турбогенератора или блока	+	+	п. 14.5
Измерение на выбеге при изменении частоты вращения ступенями (3-4 ступени, включая номинальную) и при неподвижном роторе:			(К, Т)
сопротивления изоляции обмотки ротора	+	+	п. 14.3
полного сопротивления обмотки ротора переменному току	+	+	п. 14.6
Проверка содержания водорода в картерах опорных подшипников, сливных маслопроводах, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов	–	+	Менее 1% (П, К, Т, М)
Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор	–	+	Не должно быть кислорода более 0, 5% по объему (П, К, Т, М)
Контрольный анализ содержания водорода в корпусе турбогенератора: с непосредственным водородным охлаждением обмоток; с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 50 кПа и выше; при избыточном давлении водорода до 50 кПа.	–	+	П, К, Т, М Водорода – не менее 98%; 97%, 95%.
Контрольный анализ содержания кислорода в газе в корпусе турбогенераторов с водородным охлаждением	–	+	В эксплуатации – не более 1, 2% по объему, а при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97% – соответственно, 0,8 и 1,0%. (П, К, Т, М)
Контрольный анализ содержания кислорода в газе в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки	–	+	Не более 2%. (П, К, Т, М)
Проверка снижения чистоты водорода в корпусе генератора	–	+	Допустимый суточный расход водорода с учетом продувки не более 10% общего количества газа в генераторе при рабочем давлении (П, К, Т, М).

Испытания	Охлаждение		Норматив
	без водорода	с водородом	
Проверка влажности газа в корпусе генератора	–	+	Температура точки росы водорода в корпусе при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладители, но не выше 15 °С. (П, К, Т, М). Температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением не должна превышать значения, указанного в заводской инструкции.
Проверка попадания масла из уплотнений в корпус генератора	–	+	Отсутствие масла в дренажах корпуса (П, К, Т, М)
Проверка параметров системы маслоснабжения уплотнений вала при рабочем давлении водорода:			П, К, Т, М
давления масла до регуляторов	–	+	Не менее 200 кПа выше давления масла после регулятора
давления масла после регуляторов	–	+	На 30–90 кПа выше давления газа
температуры уплотняющего масла на входе в уплотнения	–	+	35–45 °С
температуры рабочей поверхности вкладышей	–	+	Предельная температура баббита 80 °С
расхода масла в сторону водорода	–	+	п.14-7
Проверка газоплотности генератора с определением утечек при номинальном давлении газа	–	+	п. 14.8.
Проверка параметров системы охлаждения обмотки статора с водяным охлаждением при нагрузке, близкой к номинальной:			П, К, Т, М
температуры входящего и выходящего дистиллята	–	+	Не выше заводских норм
давления входящего и выходящего дистиллята	–	+	Не выше заводских норм
расхода дистиллята	–	+	То же
температуры стержней по всем пазам	–	+	То же
Измерение напора газа, создаваемого компрессором при 3000 мин$^{-1}$, избыточном давлении водорода в корпусе 0,3 МПа, чистоте водорода 98% и температуре холодного газа 40 °С	–	+	П, К
для турбогенераторов ТГВ 200 и 220 МВт			Не менее 8 кПа
для турбогенераторов ТГВ-300			Не менее 9 кПа
После останова, в процессе и непосредственно после разборки			
Измерение сопротивления изоляции обмотки статора; для обмоток с водяным охлаждением – при отсутствии воды в системе	+	+	п. 14.3, табл. 14-2
Измерение сопротивления изоляции:			
цепи возбуждения в сборе	+	+	
цепи возбуждения без обмоток ротора и возбудителя	+	+	
обмотки ротора	+	+	
подшипников	+	+	
всех обмоток возбудителя и подвозбудителя	+	+	
бандажей якоря возбудителя и подвозбудителя	+	+	п. 14.3, табл. 14-2
водородных уплотнений вала	–	+	
щитов вентиляторов турбогенераторов ТВВ	–	+	
между частями диффузоров и обтекателей турбогенераторов ТГВ	–	+	
термопреобразователей генераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора	+	+	
термопреобразователей генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора	+	+	

Испытания	Охлаждение		Норматив
	без водорода	с водородом	
Испытание (опрессовка) корпуса турбогенератора давлением воздуха	–	+	п. 14.8
Проверка зазоров между вентиляторами и диффузорами, а также в масляных уплотнениях вала и маслоуловителях	+	+	По заводским данным (П, К).
Проверка герметичности (плотности) системы водяного охлаждения обмотки статора: при давлении воды в течение 24 ч при давлении воздуха с фреоном	 – –	 + +	п. 14.9
Проверка герметичности обмотки статора методом вакуумирования	+	+	Проверка обязательна для турбогенераторов 800 МВт завода «Электросила» (см. Приложение 10). Для остальных – по мере необходимости.
Испытание корпусной изоляции обмотки статора выпрямленным напряжением	+	+	п. 14.10
Испытание корпусной изоляции обмотки статора повышенным напряжением частотой 50 Гц	+	+	(1,5–1,7) $U_{ном}$ (п. 14.11)
Проверка зазоров между статором и ротором генератора и возбудителя	+	+	п. 14.12
Измерение сопротивления постоянному току обмоток статора и ротора генератора, обмоток возбуждения возбудителя и подвозбудителя и др. элементов цепей возбуждения, а также встроенных термопреобразователей	+	+	п. 14.13, табл. 14-6, п. 14.25
Во время ремонта и при сборке			
Проверка газоплотности (опрессовка воздухом) газомасляной системы вместе с газовой панелью (без генератора)	–	+	п. 14.8
Измерение полного сопротивления обмотки выведенного ротора при напряжении 220 В	+	+	п. 14.6
Проверка газоплотности ротора (опрессовка воздухом)	–	+	п. 14.8
Проверка воздухом проходимости вентиляционных каналов роторов ТГ с непосредственным газовым охлаждением	–	+	п. 14.14
Испытание в течение 30 мин газоохладителей гидравлическим давлением, равным двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее: 300 кПа для ТГ с воздушным охлаждением 600 кПа для ТГ серии ТГВ 800 кПа для ТГ ТВВ единой серии 500 кПа для остальных ТГ с водородным охлаждением	 + – – –	 – + + +	П, К Отсутствие течи воды и снижения испытательного давления
Дополнительные испытания газоохладителей генераторов ТГВ-300 (К): гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин.			Количество дефектных отглушенных трубок в газоох-ладителе не должно превышать 5% общего количества (К)
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции с предварительным и последующим измерением сопротивления изоляции: всех обмоток коллекторных возбудителя и подвозбудителя реостата возбуждения и цепи возбуждения со всей аппаратурой (без обмотки ротора)	 + +	 + +	пп. 14.3, 14.11

Испытания	Охлаждение		Норматив
	без водорода	с водородом	
Проверка состояния паек лобовых частей обмотки статора, выполненных оловянистыми припоями	+	–	п. 14.15
Контрольное испытание корпусной изоляции обмотки статора при установленных торцевых щитах номинальным напряжением 50 Гц или выпрямленным напряжением $1{,}5U_{ном}$	+	+	п.п. 14.11, 14.10
Испытание корпуса статора воздухом (опрессовка) перед сборкой генератора с газомасляной системой и после сборки (с определением утечек)	–	+	п. 14.8
Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ	–	+	п.14.16
Гидравлические испытания оборудования системы маслоснабжения уплотнений вала (демпферного бака, трубопроводов, регуляторов давлений и уровня)	–	+	п.14.17
Сушка обмоток ТГ (при необходимости)	+	+	п. 14.18
После пуска генератора			
Испытание витковой изоляции обмотки статора в течение 5 мин на холостом ходу генератора при повышенной э. д. с.: для генераторов в блоке с трансформатором $1{,}15U_{ном}$ для остальных генераторов $1{,}3\ U_{ном}$	 + +	 + +	п.п. 14.5, 14.19
Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках	+	+	п.14.20
Проверка качества дистиллята для обмоток с водяным охлаждением	+	+	п.14.21
Остальные испытания производятся аналогично указанным до и во время останова генератора.			

Для генераторов на напряжение выше 1000 В и мощностью менее 1000 кВА допускается ограничиться измерением сопротивления изоляции; испытанием повышенным напряжением 50 Гц; измерением сопротивления обмоток постоянному току; измерением воздушного зазора; снятием характеристик холостого хода и короткого замыкания, испытанием межвитковой изоляции напряжением статора 1,3 Uном, измерением вибрации подшипников и испытанием воздухоохладителей гидравлическим давлением.

Для генераторов на напряжение до 1000 В независимо от мощности допускается ограничиться измерением сопротивления изоляции мегаомметром 2500 В; испытанием повышенным напряжением 50 Гц, измерением сопротивления обмоток постоянному току, измерением воздушного зазора, измерением вибрации подшипников и испытанием воздухоохладителей гидравлическим давлением.

14.3. Измерение сопротивления изоляции (П, К, Т, М)

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с табл. 14-2. Температура объекта при измерении тсопротивления изоляции записывается. Она должна быть не ниже +10°С. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10–30 °С приведены в табл. 14-2. Для температур выше 30°С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в 2 раза на каждые 20°С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30°С.

Сопротивление изоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Случаи, когда измерения производятся с водой в обмотке, специально оговорены в таблице.

Во всех случаях сопротивление изоляции обмоток генераторов не должно быть менее 0, 5 МОм.

При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если требуется определение коэффициента абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$), то отсчет производится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

Таблица 14-2. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции [15]

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	П	2500/1000/ /500[2)]	Не менее десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения.	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60''}/R_{15''}$ не ниже 1,3.
	П	2500	По инструкции завода-изготовителя.	При протекании дистиллята через обмотку $R_{60''}$ и $R_{60''}/R_{15''}$ не нормируются, но
	К, Т[1)]	2500/1000/ /500[2)]		должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей,если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах
2. Обмотка ротора	П,К,Т[1)],М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении – с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию турбогенераторов мощностью не выше 300 МВт, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10–30 °С) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем
	П, К	1000	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П,К,Т[1)],М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	
4. Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П К, Т[1)]	1000	Не менее 0,5	

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
5. Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	
7. Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	Не менее 1,0	Сопротивление изоляции подшипников измеряется при полностью собранных маслопроводах
8. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	П, К	500–1000	В соответствии с заводскими требованиями	
9. Термопреобразователи с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора – с косвенным охлаждением обмоток статора; – с непосредственным охлаждением обмоток статора	П, К	250 или 500 500	Не менее 1,0 Не менее 0,5	Напряжение мегаомметра – по заводской инструкции
10. Концевой вывод обмотки статора генераторов серии ТГВ	П, К	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

[1]Сопротивление изоляции обмоток статора, ротора и систем возбуждения с непосредственным водяным охлаждением измеряется при текущих ремонтах только в тех случаях, когда не требуется проведения специально для этой цели демонтажных работ. Допускается проводить измерения вместе с ошиновкой.

[2]Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1 кВ – мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ – мегаомметром на напряжение 2500 В.

14.4. Измерение вибрации (П, К, М)

Вибрация (размах вибросмещений, двойная амплитуда колебаний) узлов турбогенераторов и их электромашинных возбудителей при работе с номинальной частотой вращения не должна превышать значений, указанных далее в табл. 14-3 [15].

Эксплуатационное состояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также сердечника статора оцениваются по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах (раздел 15).

При обнаружении дефектов, обусловленных механическим взаимодействием элементов (Приложение 3), как правило, проводятся измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника силами завода-изготовителя или специализированных организаций. В программе вибрационных обследований статора следует предусмотреть снятие частотных характеристик (проверку отстройки от резонанса) и измерения как в холодном, так и в нагретом состоянии.

Таблица 14-3. Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Категория контроля	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, мин$^{-1}$						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей.	П, К М[1]	180	150	100	70	50[1]	30[1]	Вибрация подшипников генераторов и их возбудителей измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема в осевом и поперечном направлениях.
2. Контактные кольца роторов турбогенераторов	П, К М	–	–	–	–	–	200 300	Вибрация измеряется в вертикальном и горизонтальном направлениях
3. Сердечник статора турбогенератора	П, К	–	–	–	–	40	60	Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т. п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности ближе к середине сердечника.
4. Корпус статора – с упругой подвеской сердечника статора	П, К	–	–	–	–	–	30	
– без упругой подвески	П, К	–	–	–	–	40	60	См. примечание к п. 3 таблицы.
5. Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	–	–	–	–	125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и, соответственно, водородным или воздушным заполнением корпуса. Вибрации измеряются в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора.

[1] Нормы вибрации даются в мкм до оснащения турбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости. При наличии соответствующей аппаратуры средне-квадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатацию турбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать 2,8 мм•с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм•с$^{-1}$ – по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм•с$^{-1}$.

14.5. Определение основных электрических характеристик турбогенератора [15]

Для определения электрических характеристик используются приборы класса 0,2 или 0,5, подключаемые к стационарным измерительным трансформаторам класса 0,5. Для измерения тока ротора используют шунты класса 0,2 или 0,5 и милливольтметры класса 0,2. Частота вращения измеряется вибрационными или стрелочными частотомерами или по стационарному тахометру турбины, предварительно проверенному по частотомеру класса 0,2.

Снятие характеристики трехфазного короткого замыкания – ХКЗ. (П, К). ХКЗ – зависимость тока статора генератора от тока ротора при установившемся коротком замыкании. Измерения проводятся при 4–5 значениях тока до 1,1 $I_{ном.ст}$. Отклонение ХКЗ, снятой при испытании, от исходной при одной и той же частоте вращения должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений. Если отклонение снятой характеристики превышает эти пределы и при этом характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

Снятие ХКЗ при различных частотах вращения и сравнительный анализ полученных характеристик может быть полезным для выявления неустойчивых витковых замыканий в обмотке ротора.

При приемо-сдаточных испытаниях ХКЗ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допустимо не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе, и имеется соответствующий протокол испытания. У генератора, работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальном ремонте необходимо снимать ХКЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором). Для сравнения с заводской, характеристику турбогенератора можно получить пересчетом данных ХКЗ блока по ГОСТ 10169-77. Характеристика непосредственно генератора снимается после монтажа и после каждого капитального ремонта, если генератор работает на шины генераторного напряжения. ХКЗ генераторов, работающих в блоке с трансформатором, снимается после ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

Снятие характеристики холостого хода – ХХХ (П, К).

ХХХ – зависимость напряжения на разомкнутой обмотке статора от тока ротора при номинальной частоте вращения. При вводе в эксплуатацию блока ХХХ собственно генератора (отсоединенного от трансформатора) допустимо не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе и имеются соответствующие протоколы. При отсутствии на электростанциях таких протоколов снятие ХХХ генератора обязательно. В эксплуатации ХХХ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора. После определения характеристики ХХ генератора и полного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение и проверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмотки статора.

ХХХ снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению 1,3 номинального для турбогенераторов. Допускается снимать ХХХ, начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3 номинального. Если частота вращения генератора во время измерения отличается более, чем на 1% от номинальной, измеренное напряжение должно быть пересчитано пропорционально частоте. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика ХХ блока, при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформаторами).

Отклонения значений снятой ХХХ от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

Регулировочные характеристики генератора (П, К) – зависимости тока ротора от тока статора при работе генератора, при неизменных напряжении и коэффициенте мощности генератора. Измерения проводят при 4–5 величинах тока для выбранного значения cos φ. Снимаются 3–4 характеристики: при номинальном cos φ, при cos φ =0,7 и cos φ =0,9 (или 0,95). Характеристики снимаются при наборе или снятии нагрузки с отключенным регулятором напряжения .

Характеристика холостого хода коллекторного возбудителя (П, К) – зависимость напряжения возбудителя от тока в обмотке возбуждения при отсутствии нагрузки на возбудителе. Характеристика ХХ определяется до наибольшего (потолочного) значения напряжения или значения, установленного заводом-изготовителем.

Измерения проводят при 15–20 величинах тока возбуждения, снижая его с потолочного значения до нуля, затем снимают восходящую часть характеристики, увеличивая ток до номинального значения (10–12 измерений). Частота вращения возбудителя в процессе измерения не должна отличаться более, чем на 1% от номинальной. При больших отклонениях измеренное напряжение должно быть пересчитано пропорционально частотам вращения.

Нагрузочная характеристика коллекторного возбудителя (П, К) – зависимость напряжения $U_в$ от тока в обмотке возбуждения $I_в$ при номинальной частоте вращения и работе возбудителя на обмотку ротора генератора. Характеристика снимается при нагрузке на ротор генератора до значения не ниже номинального тока возбуждения генератора – обычно во время снятия ХХХ или ХКЗ генератора холостого хода.

Отклонения характеристик от заводских или ранее снятых должны быть в пределах допустимой погрешности измерений.

14.6. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току (П, К)

Измерение производится для выявления витковых замыканий в обмотке ротора. Измерение следует производить при подводимом напряжении, величина которого определяется из расчета 3 В на виток, но в целом не более, 200 В [15]. Сопротивление обмотки ротора определяют при номинальной частоте вращения и на трех-четырех ступенях[1] частоты вращения, различающихся на 500 об/мин, а также в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменными. Для сравнимости результатов с данными предыдущих измерений, измерения в неподвижном состоянии должны производиться при аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, снятые или надетые бандажи, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же величинах питающего напряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений более, чем на 3–5%, а также глубокие скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий.

Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия ХКЗ (см. п. 14.5). Можно использовать также другие методы: измерение пульсации индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам катушек полюсов, применение специальных импульсных приборов. Признаком наличия в обмотке ротора короткозамкнутых витков является также повышенная вибрация подшипников со стороны возбудителя, которая отличается специфическим спектральным составом.

[1] Наиболее информативны измерения, проводимые непрерывно на выбеге турбогенератора.

14.7. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях (П, К, Т, М)

Проверка производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью маслоконтрольных патрубков (разд.7). Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением суммарного расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени [15]. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

14.8. Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора (П, К)

Газоплотность ротора и статора во время монтажа и ремонта проверяется согласно заводской инструкции.

Газоплотность турбогенераторов с водородным охлаждением в собранном виде проверяется согласно [17].

Испытанию собранного генератора на газоплотность предшествует опрессовка газомасляной системы (без генератора) сухим чистым воздухом при избыточном давлении, которое должно быть на 100 кПа выше рабочего избыточного давления водорода. Для генераторов, работающих при номинальном избыточном давлении газа 5 кПа, опрессовка проводится при избыточном давлении воздуха 70–80 кПа. Цель опрессовки – выявление мест утечек и устранение неплотностей.

Перед заполнением корпуса генератора водородом после подачи масла на уплотнения вала производится контрольная проверка газоплотности собранного генератора вместе с газомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода. Продолжительность испытания – 24 ч.

Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле:

$$\Delta V = 100[\,1 - P_к(273 + \vartheta_н)/P_н(273 + \vartheta_к)],$$

где $P_н$ и $P_к$ – абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа; $\vartheta_н$ и $\vartheta_к$ – температура воздуха в корпусе генератора в начале и конце испытания. Температура воздуха в корпусе генератора равна среднему значению показаний всех термометров, установленных на генераторе.

Вычисленная по формуле суточная утечка воздуха из собранного генератора не должна превышать 1,5%. При необходимости по утечке воздуха можно приблизительно оценить утечку водорода, умножив полученное значение утечки воздуха на коэффициент 3,2 [17].

Воздух, подаваемый в генератор при опрессовках и проверках газоплотности, должен быть сухим и чистым.

При аналогичных испытаниях основных узлов в процессе ремонта [1]:

1) суточная утечка воздуха из корпуса статора без ротора и газомасляной системы не должна превышать 0,5 %;

2) допустимое падение давления воздуха за сутки в роторе генератора – не более 10 кПа;

3) допустимое падение давления воздуха за сутки в газовой системе (без генератора) – не более 5 кПа.

Суточная утечка воздуха ΔV_1, м^3, приведенная к давлению 100 кПа, рассчитывается по формуле:

$$\Delta V_1 = \Delta V \cdot V \cdot P \cdot 10^{-4}$$

где V – газовый объем системы, м^3; P – абсолютное рабочее давление, кПа.

Зависимость падения давления, кПа, от утечки ΔV_1 (при постоянной температуре в процессе испытания) выражается формулой:

$$Pн - Pк = 100\Delta V/V.$$

При повышенной утечке воздуха необходимо тщательно проверить все стыки, фланцевые соединения, сварные швы, сальники и т.д., применяя мыльную пену, галоидные течеискатели (разд.12). Перед отысканием утечек галоидным течеискателем в генератор, заполненный воздухом при давлении 20–30 кПа, вводится 200–300 г фреона-12, затем давление воздуха поднимается до испытательного значения.

После выявления и устранения утечек воздуха необходимо повторно проверить газоплотность системы, как указано выше.

(П, К, Т, М). Суточная утечка водорода в генераторе, заполненном водородом, определяется также по вышеприведенной формуле для ΔV; она должна составить не более 5%. В этом случае $\vartheta н$ и $\vartheta к$ – температуры водорода в корпусе генератора в начале и конце испытания, которые определяются по среднему значению показаний всех термометров, установленных на генераторе.

Суточный расход водорода с учетом продувок для поддержания требуемой чистоты водорода не должен превышать 10% общего количества газа в генераторе при рабочем избыточном давлении.

14.9. Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора (П, К)

Система охлаждения обмотки статора, включая коллекторы и соединительные шланги, проверяется на герметичность гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Для вытеснения воздуха при заполнении обмотки водой открывают краны выпуска воздуха из верхних точек коллекторов и слива воды из обмотки, пока разница давлений на входе и выходе обмотки станет не ниже 50 кПа.

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, которое выбирается в зависимости от наружного диаметра ($D_{нар}$) фторопластовых соединительных шлангов, как показано ниже, если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования. Продолжительность испытания равна 24 ч.

$D_{нар}$, мм	*Испытательное давление воды, МПа*
28	*0,8*
21	*1,0*

Падение давления в системе при неизменной температуре в процессе гидравлических испытаний должно происходить не более, чем на 0,5%. Перед окончанием испытания следует тщательно осмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды, либо зафиксировать место утечки (в виде струйки или капель воды).

Для выявления утечек через систему прокачивается горячий конденсат (50–60 °С) в течение 12–16 ч[1]. При этом также необходим тщательный осмотр для определения мест утечки.

Если результаты гидравлических испытаний отрицательны, т.е. падение давления превышает допустимое значение, но определить место утечки не удается, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем опрессовать смесью сжатого воздуха с

[1] Рекомендуемая в [15] более высокая температура воды (до 80 °С) допустима после прогрева сердечника, так чтобы разность температур сердечника и воды в обмотке не превышала 30 °С. То же – при остывании обмотки при нагретом сердечнике. В противном случае тепловые перемещения стержней обмотки могут привести к локальным ослаблениям прессовки зубцов в торцевой зоне сердечника.

фреоном-12 (давление воздуха – 300 кПа). Места утечки определяются галоидным течеискателем. При отсутствии течеискателя проверка герметичности стержней и обмотки допустима при помощи мыльной воды путем промазывания ею наконечников стержней и стыков соединений (в местах утечек появляются пузыри).

Осмотр и проверка устройств системы жидкостного охлаждения производятся согласно заводским инструкциям.

После проверки водой обмотку надо продуть сухим воздухом для полного удаления влаги. Однако опыт показал, что продувка не обеспечивает полного удаления воды. Так, на одном из генераторов ТВВ-800-2 после продувки обмотки статора неоднократным ударным сбросом воздуха из 600 л воды осталось не менее 150 л. Полное удаление влаги из обмотки обеспечивается только вакуумированием (см. Приложение 10).

Вакуумная обработка позволяет не только полностью удалить воду из обмотки, но повысить достоверность оценки герметичности обмотки, измерить фактическое сопротивление изоляции обмотки, а не поверхностное сопротивление внутренней поверхности шлангов, достоверно оценить токи утечки в изоляции при испытаниях выпрямленным напряжением (п. 14.10).

14.10. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки (П, К, М)

Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением, если оно предусмотрено программой испытаний, должно производиться до испытания повышенным напряжением промышленной частоты. Обратный порядок допускается только для генераторов с водяным охлаждением. До и после испытания следует измерить сопротивление изоляции. Изоляция обмотки статора турбогенераторов с водяным охлаждением испытывается повышенным выпрямленным напряжением в том случае, если это позволяет конструкция.

Для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию генераторов зависимость испытательного выпрямленного напряжения, кВ, от номинального напряжения генераторов приведена в табл. 14-4.

Таблица 14-4. Испытательное выпрямленное напряжение для генераторов, впервые вводимых в эксплуатацию [15]

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ
До 6,6 включительно	1, 28 • 2,5 Uном
Свыше 6,6 до 20 включительно	1, 28 (2Uном+3) [1]
Свыше 20 до 24 включительно	1, 28 (2Uном+1) [2]

[1] Значения испытательного выпрямленного напряжения для турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300, соответственно, принимаются 40 и 50 кВ.
[2] Для турбогенераторов ТВМ-500 (Uном = 36,75 кВ) – 75 кВ.

В эксплуатации изоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением для генераторов мощностью 5000 кВт и выше.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию [15].

Для межремонтных испытаний величина испытательного выпрямленного напряжения выбирается по указанию главного инженера предприятия. Рекомендуется, чтобы сни-

жение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более, чем на $0{,}5U_{ном}$ по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатов токи утечки не нормируются, но по характеру их зависимости от испытательного напряжения, асимметрии по фазам или ветвям и характеру их изменения в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Токи утечки для построения кривых их зависимостей от напряжения должны измеряться не менее, чем при пяти равных ступенях напряжения. Продолжительность подъема напряжения в каждом интервале должна быть около 10 с. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится при 60 с *($I_{60''}$)*. Ступени должны быть близкими к $0{,}5U_{ном}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения), является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы. Скорость снятия напряжения не нормируется. После снятия напряжения обмотку разряжают в течение 5 мин.

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности

$$K_U = I_{нб} \cdot U_{нм} / I_{нм} \cdot U_{нб},$$

где $U_{нб}$ – наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени); $U_{нм}$– наименьшее напряжение (напряжение первой ступени); $I_{нб}$, $I_{нм}$ – токи утечки *($I_{60''}$)* при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$, соответственно.

Если на первой ступени напряжения ток утечки ниже 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА.

Для вновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Коэффициент нелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. Рост тока утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта (включая увлажнение изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА.

Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают значений, указанных ниже:

Кратность испытательного напряжения по отношению к Uном	0,5	1,0	1,5 и выше
Ток утечки, мкА	250	500	1000

Результаты испытаний считаются удовлетворительными при отсутствии пробоя изоляции, перекрытия ее скользящими разрядами или резких изменений в показаниях приборов из-за ее частичных повреждений. Допускается пятикратное отличие величин токов утечки различных фаз.

14.11. Испытание изоляции обмотки статора повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается по табл. 14-5, продолжительность его приложения составляет 1 мин.

Изоляцию обмотки статора генераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения[1].

Изоляция генераторов ТГВ-300 до заводского № 02330 включительно (если не заменялась обмотка) испытывается только после очистки ее от загрязнения.

Изоляция обмотки ротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывается при номинальной частоте вращения ротора.

У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции в системе охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и номинальном расходе, если в инструкции завода-изготовителя генератора не указано иначе.

Испытание изоляции обмотки статора повышенным приложенным на-пряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно для каждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случае – при наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательного устройства, который будет находиться под напряжением, соединяется с выводом испытуемой обмотки, а другой – с заземленным корпусом испытуемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания.

После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается. Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения.

Испытательное напряжение измеряют электростатическим киловольтметром или через трансформатор напряжения, включенный на стороне высшего напряжения испытательного трансформатора.

При испытании изоляции обмоток с Uном≥13,8 кВ на стороне высшего напряжения испытательного трансформатора должен быть параллельно включен защитный искровой промежуток (разрядник), имеющий пробивное напряжение на 10% выше испытательного напряжения.

До и после испытания изоляции обмотки статора следует измерять сопротивление изоляции.

[1] Завод «Электросила» рекомендует проводить это испытание только после очистки, но правильнее это делать до очистки, как указано в [15].

Таблица 14-5. Испытательные напряжения промышленной частоты [15]

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	*Примечание*
1.Обмотка статора генератора	П	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0, 1 кВ	0,8 (2 $U_{ном}$ +1), но не менее 1,2	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	0,8 (2 $U_{ном}$ + 1)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3, 3 до 6, 6 кВ включительно	0,8·2,5 $U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6, 6 до 20 кВ включительно	0,8·(2$U_{ном}$ + 3)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	0,8·(2$U_{ном}$ + 1)	
2. Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	(1, 5 ÷1,7) $U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1 кВ	*Испытательное напряжение принимается 1,5 $U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора.* *Для генераторов других мощностей испытательное напряжение принимается 1,5 $U_{ном}$ при ежегодных испытаниях или по специальному решению главного инженера энергопредприятия для генераторов, проработавших более 10 лет.* *Испытательное напряжение принимается 1,7 $U_{ном}$ как обязательное при испытаниях, проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора.*
	М	Генераторы всех мощностей	По решению главного инженера энергопредприятия	*Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более 0,2 $U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте.*

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	*Примечание*
3. Обмотка неявнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	1, 0	*Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено.*
4. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1, 2 и не выше 2, 8 кВ	*Относительно корпуса и бандажей*
	К	Генераторы всех мощностей	1, 0	*То же*
5. Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1, 0	
6. Реостат возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1, 0	
7. Резистор цепи гашения поля и АГП	П, К	Генераторы всех мощностей	2, 0	
8. Концевой вывод обмотки статора	П, К	ТГВ-200, ТГВ-200М[1)] ТГВ-300, ТГВ-500	31, 0[1)], 34, 5[2)] 39, 0[1)], 43, 0[2)]	*Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор*

[1)] *Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора.*
[2)] *Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.*

Результаты испытаний считаются удовлетворительными при отсутствии пробоя изоляции, перекрытия ее скользящими разрядами или резких изменений в показаниях приборов из-за ее частичных повреждений.

В процессе испытания необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмоток при снятых торцевых щитах.

При первом включении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до значения 1,15 номинального и выдерживается в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмотки статора. При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускается.

Перед включением турбогенератора в работу по окончании монтажа или ремонта – после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов – необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытания 1 мин.

Не допускается совмещение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других расположенных в нем элементов с проверкой газоплотности корпуса генератора избыточным давлением воздуха.

Испытания изоляции генераторов перед включением их в работу (по окончании монтажа или ремонта после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводятся в воздушной среде при открытых люках статора и наличии наблюдателя у этих люков (с соблюдением всех мер безопасности). При обнаружении наблюдателем запаха горелой изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или загораний

изоляции испытательное напряжение должно быть снято, люки быстро закрыты и в статор подан инертный газ (углекислота, азот).

Контрольные испытания допускается проводить после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. В этом случае перед испытанием изоляции повышенным напряжением при заполненном водородом корпусе генератора необходимо произвести анализ газа, чтобы убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

При испытании повышенным напряжением полностью собранного генератора должно быть обеспечено тщательное наблюдение за изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и организовано прослушивание корпуса генератора с соблюдением всех мер безопасности (например, с помощью изолирующего стетоскопа). В случае обнаружения при испытаниях отклонений от нормального режима (толчки стрелок измерительных приборов, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе генератора и т. п.) испытания должны быть прекращены и повторены при снятых щитах.

Аналогичным образом должны проводиться профилактические испытания между ремонтами, если они проводятся без снятия торцевых щитов.

При испытаниях повышенным напряжением изоляции обмоток генераторов следует соблюдать меры противопожарной безопасности.

При восстановительных ремонтах (в том числе перемотках) обмоток статоров и роторов турбогенераторов всех типов испытания проводят в соответствии с п.14.22.

14.12. Проверка зазоров между статором и ротором генератора и возбудителя (П, К)

Воздушные зазоры между статором и ротором у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более, чем на ±5% среднего значения, равного их полусумме; у остальных турбогенераторов – на ±10%.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более, чем на ±5% среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт; ±10% – у возбудителей остальных генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

14.13. Измерение сопротивления постоянному току (П, К)

Измерение сопротивления ниже 1 Ом производится двойным мостом. Если последний отсутствует или не обеспечивает точность измерения выше 1% измеряемой величины, применяется метод амперметра-вольтметра с приборами класса 0,2–0,5. Ток при измерении должен быть максимальным, но не выше 20% номинального тока данной обмотки. За сопротивление обмотки принимается среднее значение нескольких измерений (пяти-шести) при разных токах. В расчет принимаются только результаты измерений, отличающиеся друг от друга не более, чем на 1%.

Измерение производится в холодном состоянии при разнице температур измеряемой обмотки и окружающей среды не более 3%. Температура обмотки статора принимается равной:

при снятых торцевых щитах – среднему значению показаний восьми – десяти термометров, установленных по обе стороны генератора в лобовые части и междужелезный зазор;

при закрытом генераторе – среднему значению показаний всех термодетекторов, установленных для измерения температуры газа, обмотки и сердечника статора.

Для генераторов с непосредственным водяным охлаждением за температуру обмотки принимается среднеарифметическое значение температур воды, измеренных на входе в обмотку и на выходе из нее. Эта температура не должна отличаться от температуры окружающей среды более, чем на +10°С.

При закрытом генераторе за температуру обмотки ротора принимают температуру статора. При снятых торцевых щитах дополнительно устанавливают термометры к лобовым частям обмотки ротора.

Ртутные или спиртовые термометры должны иметь цену деления не более 1°С. Перед установкой термометры проверяют и отбирают только те, показания которых не отличаются друг от друга больше, чем это допустимо по классу их точности.

Температура обмоток возбудителя принимается равной среднему значению показаний по четырем-пяти термометрам, установленным в разных местах возбудителя.

При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре (обычно к 15°С) по формуле:

$$r_2 = r_1(235+\theta_2)/(235+\theta_1),$$

где r_1 – сопротивление, соответствующее θ_1, Ом;

r_2 – сопротивление, соответствующее температуре θ_2, Ом.

Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току приведены в табл. 14-6.

Таблица 14-6. Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току [15]

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более, чем на 2%, ветвей – на 5%. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более, чем на 2%.	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов.
Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более, чем на 2%.	
3. Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более, чем на 2%.	
4. Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более, чем на 10%, за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения.	
5. Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более, чем на 10%	
Примечание: Исходными данными считаются заводские данные, полученные после изготовления и испытаний генератора. Но после полной замены статорной обмотки или обмотки ротора устанавливаются новые исходные данные.			

14.14. Проверка воздухом проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора (П, К)

Проверка производится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток по инструкциям заводов-изготовителей.

Для роторов серии ТГВ вентиляционные каналы проверяются подачей сухого воздуха давлением 100–200 кПа в каждое отверстие пазовых клиньев. Для выявления закрытых каналов измеряют манометром падение давления на вентиле, установленном на линии воздуха и используемом в качестве дросселя.

Для роторов серии ТВФ и ТВВ при проверке продуваемости измеряют значение давления на выходе из каждого канала и записывают его в формуляр. В формулярах принимается следующая нумерация пазов и отверстий: пазы нумеруются по часовой стрелке, если смотреть со стороны возбудителя, начиная от большого зуба полюса № 1 (у полюса № 1 обмотка соединена с внутренним контактным кольцом); отверстия в клиньях каждого паза нумеруются, начиная от бандажного кольца, расположенного со стороны возбудителя.

Для проверки продуваемости пазовой части во все входные отверстия клиньев специальной входной насадкой последовательно подводится сухой воздух давлением 300+10 кПа; в выходное отверстие проверяемого канала вставляется выходная насадка с подсоединенным микроманометром для измерения давления выходящего воздуха. При этом все остальные отверстия в клиньях должны быть закрыты пробками. Требуемое количество пробок для генераторов типа ТВВ-320-2 составляет 7560 шт.; ТВВ-200-2 –4536 шт.; ТВВ-165-2 – 4160 шт.; ТВФ-100-2 – 2432 шт. и ТВФ-60-2 – 2128 шт.

Допустимое среднее значение динамического напора не должно быть меньше следующих величин:

Турбогенератор	По отсеку, Па	На паз, Па
ТВФ-60-2, ТВФ– 100-2	100	140
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2	150	210
ТВВ-320-2	130	180

Допустимое число перекрытых каналов пазовой части –не более одного на паз и не более шести на ротор.

Для проверки продуваемости лобовой части устанавливают заглушки в каналы вала ротора и под бандаж подают сжатый воздух в количестве, достаточном для создания под бандажом давления, равного 500 Па. На выходе каждого канала лобовой части измеряется статическое давление микроманометром, подсоединенным к выходному насадку.

В лобовой части полностью закрытые каналы не допускаются, статическое давление в каналах должно быть не менее 170 Па.

14.15. Проверка паек лобовых частей обмотки статора (П, К)

Проверка производится у генераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (т.е. за исключением генераторов с водяным охлаждением обмотки). Проверка паек при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паек в межремонтный период, производится по решению главного инженера энергопредприятия.

Дефектные пайки обнаруживают осмотром, измерением сопротивления обмотки постоянному току, контактными термоиндикаторами и термопарами, диагностическими ме-

тодами и приборами (вихретоковыми, ультразвуковыми, тепловизионными и др.)[1]; методика и приборы подбираются ремонтной или специализированной организацией. Нормативы для вихретокового и ультразвукового метода даны в табл.14-8. Использование тепловизионного прибора описано в п. 14.26.

Осмотром обнаруживают дефектные пайки по признакам повышенного нагрева изоляции паяных участков, а в разизолированных пайках – по степени заполнения места соединения припоем. Для проверки нагрева паек через обмотку пропускают обмотку постоянный ток в течение 10–15 мин, контролируя температуру паек термометрами или (и) тепловизионными приборами (разд.12). Плотность тока выбирают в пределах 80–100 % номинального значения. Качественные пайки нагреваются практически одинаково. Температура плохо пропаянного соединения превышает среднюю температуру качественных паек не менее, чем на 4–5 °С. Для выявления дефектных паек можно использовать термокраски с температурой срабатывания (изменения цвета) в диапазоне от 45 до 50 °С.

Сравнение измеренных сопротивлений обмотки постоянному току и выявление фаз и параллельных ветвей с повышенными сопротивлениями позволяет обнаружить значительные дефекты: обрывы параллельных ветвей или элементарных проводников, неполную пропайку отдельных элементарных проводников, наличие значительных пустот под хомутом. Местный сосредоточенный дефект пайки на участке минимальной длины обычно не отражается на величине сопротивления постоянному току.

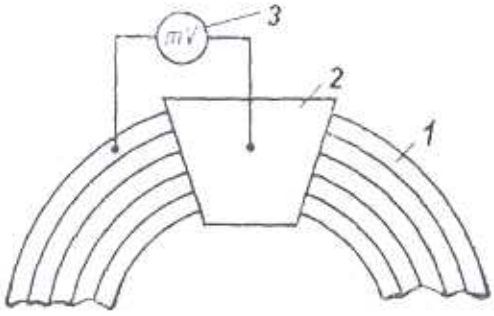


Рис. 14-1. Проверка припайки элементарных проводников

Для выявления дефектов необходимо разизолировать пайку, разделяющую фазу обмотки на две равные половины, пропустить по обмотке постоянный ток (не превышающий 20% номинального тока обмотки), вольтметром при неизменном токе измерить падение напряжения на обеих половинах. С дефектной половиной фазной группы (с большим значением сопротивления) поступают аналогично до нахождения стержня с дефектной пайкой. Если участок разделяют на две неравные части, то при отсутствии дефектов в паяных соединениях сопротивление их должно быть пропорционально количеству стержней в частях. После обнаружения дефектной пайки осмотром проверяют качество припайки отдельных проводников стержней, измеряя падение напряжения (рис.14-1) между отдельными проводниками (1) и хомутом пайки (2) непосредственно у места соединения. Если элементарный проводник не припаян, показания милливольтметра (3) близки к значению падения напряжения на стержне; если проводник припаян, показания милливольтметра близки к нулю.

14.16. Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимо испытаний, указанных в табл. 14-2 и 14-5, концевые выводы с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются следующим испытаниям:

[1] Например, приборы НПК «ЛУЧ» (www.luch.ru): вихретоковый дефектоскоп ВД-70 для контроля изделий из ферромагнитных и немагнитных металлов и сплавов на наличие поверхностных дефектов типа трещин, оценки их глубины и определения местоположения; ультразвуковой дефектоскоп УД2-70 для контроля на наличие нарушений сплошности и однородности изделия, измерения глубины и координат их залегания. Ультразвуковые дефектоскопы фирмы Krautkramer (Германия) с цветным VGA индикатором USM 60 и USM 25. Диагностические приборы фирм – «Спектр КСК» www.silvertown.ru , «Диагност» www.diagnost.ru.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь – tg δ (П).

Измерение производится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10–30 °С. Значение tg δ собранного концевого вывода не должно превышать 130% значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения tg δ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3%.

В эксплуатации измерение tg δ концевых выводов не обязательно и его значение не нормируется.

Испытания концевых выводов на газоплотность (П, К)

Испытание на газоплотность концевых выводов, испытанных на заводе давлением 0, 6 МПа, производится давлением сжатого воздуха 0, 5 МПа.

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст./ч.

14.17. Гидравлические испытания и проверки оборудования системы маслоснабжения уплотнений вала (П, К, Т)

Гидравлические испытания демпферного бака и трубопроводов системы маслоснабжения уплотнений производятся при давлении масла, равном 1,5 рабочего давления газа в корпусе генератора, в течение 3 мин (П, К). Утечка масла не допускается.

Трубопроводы системы маслоснабжения уплотнений до регулятора перепада давления, включая последний, испытываются при давлении масла, равном 1,25 наибольшего допустимого рабочего давления, создаваемого источниками маслоснабжения, в течение 3 мин (П, К). Утечка масла не допускается.

Проверка работы регуляторов перепада давлений уплотняющего масла и газа, давлений компенсирующего и прижимающего масел в схеме маслоснабжения уплотнений проводится при различных давлениях воздуха в корпусе ТГ (П, К, Т) в соответствии с заводской инструкцией.

Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла из уплотнений в сторону генератора проводится при рабочем номинальном давлении воздуха или водорода в корпусе ТГ (П, К, Т). Диапазон изменения уровней масла в гидрозатворе должен соответствовать требуемым уровням при открытии и закрытии поплавкового клапана.

14.18. Условия включения в работу турбогенераторов без сушки

После текущего, среднего или капитального ремонтов генераторы, как правило, включаются в работу без сушки.

Генераторы, вновь вводимые в эксплуатацию или прошедшие ремонт со сменой обмоток, включаются без сушки, если сопротивление изоляции (R_{60}") и коэффициент абсорбции (R_{60}"/R_{15}") обмоток статоров имеют значения не ниже указанных в табл. 14-2.

После перепайки соединений у генераторов с гильзовой изоляцией статорной обмотки подсушка является обязательной.

У вновь вводимых или прошедших ремонт со сменой обмоток генераторов с газовым (в том числе воздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме того, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения (п.14.10). Если инструкцией завода-изготовителя вновь вводимого генератора или инструкцией по-

ставщика обмоток статора предусматриваются дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Для генераторов с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонтов устанавливается по инструкции завода-изготовителя.

Обмотки роторов генераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом) не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в табл.14-2. Включение в работу генераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

14.19. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора (П, К)

В эксплуатации производится после ремонтов турбогенераторов с полной или частичной заменой обмотки статора. Проводится также при вводе в эксплуатацию, за исключением турбогенераторов, испытанных на заводе-изготовителе при наличии соответствующих протоколов.

Испытание производится при холостом ходе генератора путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного $1{,}3U_{ном}$ (одновременно со снятием ХХХ, п.14.5). Продолжительность испытания при наибольшем напряжении – 5 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения генератора до 115% номинальной.

14.20. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках (П, К, М)

Производится у работающих турбогенераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли) конца вала ротора.

Для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение между стояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляных пленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора. При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы. Различие более, чем на 10%, указывает на неисправность изоляции. Величина напряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке генератора может указывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

На турбоагрегатах, имеющих токосъемное устройство для заземления вала турбины, следует ежемесячно осуществлять контроль состояния изоляции подшипников генераторов и связанных с ними маслопроводов, измеряя сопротивление изоляции корпусов подшипников и их масляных пленок. Сопротивление изоляции корпусов подшипников генераторов должно быть не менее 2 кОм, масляной пленки – не менее 1 кОм. При снижении сопротивления изоляции необходимо принять меры к восстановлению изоляции подшипников и качества масла [16].

14.21. Проверка качества дистиллята в системах водяного охлаждения обмоток турбогенераторов (П, К, Т, М)

Система водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных ниже, если в инструкции завода-изготовителя не указаны более жесткие требования:

Показатель pH при температуре 25°С	8,5± 0,5 (7,0 ÷ 9,2);
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм·см	Не менее 200 (100) ;
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400;
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100 (200).

В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на продувки контура свежим дистиллятом должен равняться не менее 5 $м^3$/сут; а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях должен составить не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.

Допускается превышение не более, чем на 50% норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске генератора после ремонта, а также при нахождении его в резерве.

При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

Для повышения надежности эксплуатации обмоток статоров турбогенераторов 800 МВт завода «Электросила» РАО «ЕЭС России» ввело дополнительные нормативы для этих генераторов (приказ №119 от 28.02.2005): содержание углекислоты в дистилляте не должно превышать 1 мГ/кГ, содержание механических примесей в дистилляте не должно превышать 150 мкГ/кГ. Дополнительный контроль дистиллята должен производиться не реже одного раза в месяц.

14.22. Испытания при восстановительных ремонтах обмоток статоров и роторов турбогенераторов

А. Испытания, проводимые при ремонтах обмоток статоров

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной сменой обмотки статора (кроме турбогенераторов серий ТВВ, Т3В, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более) приведены в табл. 14-7.

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, Т3В, ТГВ (кроме ТГВ-25) приведены в табл. 14-8. По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторов разделены в таблицах на две категории.

К первой относятся обмотки с микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной изоляцией, проработавшие 20 лет и менее (последние – при удовлетворительном состоянии сердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второй категории относятся остальные обмотки.

При ремонте генератора, остановленного аварийно, испытательное напряжение для оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается в зависи-

мости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергосистемы, но не ниже 1,2 $U_{ном}$.

При частичной замене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиям испытывается не после укладки стержней в пазы, а по окончании ремонта, вместе со всей обмоткой.

При пробое одного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюся часть обмотки всех трех фаз необходимо испытать напряжением промышленной частоты, равным 1,7 $U_{ном}$. Допускается не испытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможность повреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

После замены или при ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытывать все фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационных испытаниях.

По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмотки испытывается номинальным напряжением.

Стержни (секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются так же, как и отремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам табл. 14-7 и 14-8.

В случаях применения обмотки с терморeактивной изоляцией, запекаемой после укладки в статоре, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этот процесс.

Пооперационные испытания при ремонтах обмоток турбогенераторов серии ТВМ проводятся в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

Таблица 14-7. Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах турбогенераторов (кроме генераторов серий ТВВ, ТЗВ, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более) [15]

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	До 6, 6 включительно	10,5 и выше	
1. Стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	3 $U_{ном}$	3 $U_{ном}$	Полная замена обмотки статора
2. Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	1, 6 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	То же
3. Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для обмотки статора с косвенным охлаждением –мегаомметром на 250 В, если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе. Сопротивление изоляции – не ниже 1 МОм		Полная или частичная замена обмотки статора
4. Изоляция кронштейнов	1,2 $U_{ном}$	1,2 $U_{ном}$	Полная замена обмотки статора
5. Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	1,8 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	То же
6. Соединительные и выводные шины до установки на место	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	То же
7. Стержни (секции) после укладки в пазы: а) нижние б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	 2,8 $U_{ном}$ 2,6 $U_{ном}$	 2,7 $U_{ном}$ 2,5 $U_{ном}$	 То же То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	До 6, 6 включительно	10,5 и выше	
8. Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	1,28•2,5 $U_{ном}$	1,28(2 $U_{ном}$ +3)	То же
9. Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт:			Полная замена обмотки статора
а) до 1000	2 $U_{ном}$ + 1, 0, но не менее 1,5 кВ	–	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ:			
до 3, 3 включительно	2 $U_{ном}$ + 1,0	–	То же
свыше 3, 3 до 6, 6 включительно	2,5 $U_{ном}$	–	То же
свыше 6, 6	–	2 $U_{ном}$ + 3,0	То же
10. Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	2 $U_{ном}$	2 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки для напряжений до 6,6 кВ включительно
11. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	2,7 $U_{ном}$	2,7 $U_{ном}$	То же
12. Лобовые части стержней до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	То же
13. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	То же
14. Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,72 $U_{ном}$, но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	2,72 $U_{ном}$	То же
15. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	То же
16. Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки для напряжений 10,5 кВ и выше
17. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	2,5 $U_{ном}$	2,5 $U_{ном}$	То же
18. Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	То же
19. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,2 $U_{ном}$	2,2 $U_{ном}$	То же
20. Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	До 6, 6 включительно	10,5 и выше	
21. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	То же
22. Концевые выводы в собранном виде до установки	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	То же
23. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки для напряжений до 6,6 кВ включительно
24. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки для напряжений 10,5 кВ и выше [1)]
25. Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки для напряжений до 6,6 кВ включительно
26. То же	1,2 $U_{ном}$	1,2 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки для напряжений 10,5 кВ и выше
27. Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникнове-нием к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	1,0 $U_{ном}$	1,0 $U_{ном}$	Обмотки всех напряжений

[1)] Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением 1,7 $U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение 1,7 $U_{ном}$.

Примечания:

1. В табл. 14-7 приведены испытательные напряжения промышленной частоты.

2. Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней, укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмоток обеих категорий производится по п. 14.23.

Таблица 14-8. Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, ТГВ (кроме ТГВ-25) [15]

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Полная замена обмотки статора			
1. Испытание стержней обмотки до укладки их в пазы 1. 1. Испытание на проходимость: а) турбогенераторов ТВВ–ТЗВ водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0, 1	–	Для ТВВ-200-2 0,08

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Расход воды на стержень (или полустержень в стержнях, состоящих из двух половинок), л/с, для турбогенераторов:			Предварительно стержень должен быть проверен на герметичность давлением воды, затем воздухом (500 кПа) с фреоном-12 с выявлением утечек галоидным течеискателем.
ТВВ-160-2Е	0, 21 ± 0,04	–	
ТВВ-165-2	0, 278 ± 0,04	–	
ТВВ-200-2 (30 пазов) – на полустержень	0, 164 ± 0,02	–	
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-220-2Е	0, 164 ± 0, 025	–	
ТВВ-320-2, ТВВ-350-2	0, 184 ± 0, 03	–	
ТВВ-320-2Е	0, 156 ±0, 023	–	
ТВВ-500-2 (верхний стержень)	0, 271 ±0, 04	–	
ТВВ-500-2 (нижний стержень)	0, 231 ±0, 03	–	
ТВВ-500-2Е (верхний стержень)	0, 28 ±0, 04	–	
ТВВ-500-2Е (нижний стержень)	0, 24 ±0, 036	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (верхний стержень)	0, 327 ± 0, 06	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (нижний стержень)	0, 283 ± 0,05	–	
ТВВ-1000-4 (верхний стержень)	0, 354 ± 0, 071	–	
ТВВ-1000-4 (нижний стержень)	0, 304 ± 0,061	–	
ТВВ-1200-2 (верхний стержень)	0,164 ± 0, 0226	–	
ТВВ-1200-2 (нижний стержень)	0,142 ± 0, 0213	–	
б) турбогенераторов ТГВ-200М, ТГВ-500-2 – водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,05	–	Здесь и далее: Нормы для генераторов типа ТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.
Контрольный объем (л) и продолжительность истечения (с), для турбогенераторов:			
ТГВ-200М	8,8	Не более 40 с	
ТГВ-500-2	6,4	То же	
в) турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 – воздухом по трубкам при давлении воздуха на входе в трубку, мм.вод.ст.	1000	–	Испытание проводится для каждой трубки стержня с установкой специальной насадки на выходе из трубки (см. ниже)
Давление на выходе из трубки, мм.вод.ст., для турбогенераторов:			
ТГВ-200	170–220	–	
ТГВ-300	200–260	–	
1.2. Испытание на прочность и герметичность – водой, МПа, для турбогенераторов:			Разность давлений в начале и конце выдержки должна быть не более 0,05 МПа по сравнению с заведомо исправным стержнем
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М, ТГВ-500-2	2	5 ч	
1.3. Испытание изоляции пазовой части напряжением, кВ, турбогенераторов:			Здесь и далее – испытание повышенным напряжением промышленной частоты, если это не оговорено специально
а) ТГВ	3,0 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
1.4. Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	1,5 $U_{ном}$	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
1.5. Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,5 $U_{ном}$	1 мин	
1.6. Испытание изоляции между полустержнями (для стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	–
1.7. Испытание изоляции: между всеми трубками;	Не более одного замыкания		–
между каждым элементарным проводником и всеми трубками	Замыкания недопустимы		–
Проверка производится от источника промышленной частоты для турбогенераторов, кВ:			–
ТГВ-200 до № 01585 включительно	0,036		–
ТГВ-300 до № 02342 включительно	0,036		–
ТГВ-200 с № 01586	0,22		–
ТГВ-300 с № 02343	0,22		–
2. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки напряжением	1,4$U_{ном}$	1 мин	–
3. Испытание соединительных и выводных шин до установки 3.1. Испытание на проходимость: а) у турбогенераторов ТВВ и ТЗВ продувкой воздухом б) для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300 воздухом: – давление воздуха на входе в шину, мм.вод.ст. – давление на выходе из шины	– 1000 По табл. 14-9.	– –	– – Испытания проводятся со специальной насадкой на конце шины
в) для турбогенераторов ТГВ-200М, ТГВ-500-2 продувкой воздухом	–	–	До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722-81. Диаметр шарика, мм: 15,875 – для ТГВ-200М; 14,288 – для ТГВ-500
3.2. Испытание на прочность и герметичность – водой для турбогенераторов, МПа: ТВВ, ТЗВ ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.	1,5 3,0	10 ч 15 мин	–
3.3. Испытание изоляции шин напряжением, кВ, для турбогенераторов:			–
а) ТГВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,0 $U_{ном}$ + 3	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	2,0 $U_{ном}$ + 1	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
3.4. Испытание изоляции между полушинами (для шин, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, для турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	–
4. Испытание концевых выводов в собранном виде (до установки) 4.1. Испытание на прочность и герметичность – водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	–
ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.	3,0	7 ч	–
Испытание на проходимость для ТГВ-200М, ТГВ-500-2 продувкой воздухом при:			Производится со специальной насадкой на выходе воздуха
– избыточном давлении на входе, МПа	0,14	–	
– избыточном давлении на выходе, МПа	Не менее 0,07		
4. 2. Испытание на герметичность воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, МПа	0, 6	1 ч	–
4. 3. Испытание изоляции напряжением	2, 4 $U_{ном}$	1 мин	–
5. Испытание шлангов водой на прочность и герметичность: – для турбогенераторов ТВВ и ТЗВ, МПа:			В числителе – для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм
новых	1, 5/1, 0	30 мин	
старых	1, 0/0, 8	30 мин	
– для турбогенераторов ТГВ-200М[1], ТГВ-500-2 (диаметр 21 мм)	0, 8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность – водой, МПа, после установки, для турбогенераторов:			–
ТВВ, ТЗВ	2, 5	1 ч	
ТГВ-200М[1], ТГВ-500-2	2, 5	30 мин	
7. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1, 4 Тл	По п.14.23		–
8. Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом:			–
– до установки	Приведенное к температуре измерения паспортное значение		–
– после заклиновки пазов	То же плюс сопротивление выводных проводов		–
9. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы 9.1. Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,5 $U_{ном}$	1 мин	–
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	–
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	52,0	1 мин	–

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
9.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин.	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
9.3. Испытание изоляции между полустержнями (для стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ	1,0	1 мин	–
9.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, МПа	0,3	–	–
9.5. Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		–
10. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы 10.1. Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов:			–
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями
б) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	То же
в) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	Допускается не проводить
10.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
10.3. Испытание изоляции между полустержнями (для стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	–
10.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем, МПа для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.	0, 3	–	–
10.5. Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		–
11. Измерение сопротивления изоляции термосопротивлений мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1, 0	–	–

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
12. Испытание изоляции от корпуса верхних и нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки пазов напряжением, кВ, для турбогенераторов:			–
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,2 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49, 0	1 мин	
13. Проверка на монолитность паяных соединений 13.1. Ультразвуковым прибором Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %: – при использовании оловянистого припоя – при использовании серебряного припоя	 15 20		При пайке каждой пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются
При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %: – при использовании оловянистого припоя – при использовании твердого припоя	 10 15		
13.2. Вихретоковым прибором. Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %	70		–
14. Испытание изоляции между полуветвями обмоток, состоящих из двух полуветвей, после заклиновки пазов до подсоединения соединительных выводных шин и концевых выводов турбогенераторов ТВВ, напряжением, кВ	0, 5	1 мин	–
15. Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %: между фазами между ветвями	 2,0 5,0		–
16. Испытание обмоток на проходимость – водой после пайки всех соединений, но до установки фторопластовых шлангов и изолировки головок: – для генераторов ТВВ, ТЗВ определяются расходы при давлении на подаче 0,1 МПа; – для генераторов ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче 0,05 МПа и контрольном объеме 6,26 л. Продолжительность истечения для стержней генераторов: ТГВ-200М, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 ТГВ-500-2	Расход воды через каждую цепь должен быть не менее 70% указанного в п. 1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500 МВт и менее, и 90% указанного в п. 1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более	 Не более 42 с Не более 50 с	–
17. Испытание соединительных шин на проходимость продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ	–	–	По заводской инструкции

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
18. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность – водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов: ТВВ, ТЗВ (в числителе – для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм) ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	1, 0/0, 8 0, 8	24 ч 10 ч	По п.14.9
19. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов ТГВ-200 ТГВ-300	 40 50	 1 мин 1 мин	По п.14.10
20. Испытание полностью собранной обмотки 20.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2\ U_{ном} + 3$	1 мин	При испытании обмоток с водяным охлаждением по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и расход его должен быть не менее номинального (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе)
б) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	49	1 мин	
20.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	$1,15\ U_{ном}$	5 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
21. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1	1 мин	–
22. Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	$U_{ном}$	1 мин	См. примечание к п. 20. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий п.14.11

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, а при термореактивной изоляции – до 20 лет)			
23. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней 23.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением	2 $U_{ном}$	1 мин	В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,7 $U_{ном}$. При испытании изоляции обмоток с водяным охлаждением по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением 100 кОм.см (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе) и расход его должен быть не менее номинального или шланги должны быть сняты.
23.2. Испытание на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 18		–
23.3. Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов: – ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 – водой – ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По п. 16 По пп. 9.5 и 10.5		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости оставшейся части обмотки
24. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от значения предыдущего измерения более, чем на, %	2	–	–
25. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора при индукции 1,4 Тл	Сталь должна удовлетворять требованиям, указанным в п. 14.23		–
26. Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По п. 1		–
27. Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1		–
28. Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы 28.1. Испытание на проходимость	По п. 1.1		–
28.2.Испытание изоляции пазовой части напряжением	2,7 $U_{ном}$	1 мин	–
28.3. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	По п. 1. 4		–
28.4.Испытание изоляции лобовой части напряжением	1, 3 $U_{ном}$	1 мин	–

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
29. Испытание новых и отремонтированных соединительных, выводных шин до установки	По п. 3		–
30. Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По п. 4		–
31. Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По п. 2		–
32. Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 5		–
33. Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 6		–
34. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			–
ТВВ, ТЗВ	По п.9		
ТГВ	2, 4 $U_{ном}$	1 мин	
35. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:			При невозможности изолировать верхние стержни от нижних допускается проводить испытания совместно с нижними. Если при этом нижние стержни принадлежат оставшейся части обмотки, то испытательное напряжение верхних стержней не должно превышать испытательного напряжения этой части обмотки.
ТВВ, ТЗВ	По п. 10		
ТГВ	2, 2 $U_{ном}$	1 мин	
36. Измерение сопротивлений постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		–
37. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 11		–
38. Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По п. 13		–
39. Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По п. 15		–
40. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки после пайки соединений, но до установки водоподводящих шлангов и изолировки головок стержней и соединительных шин для турбогенераторов: -ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 – водой – ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По п. 16 По пп. 9.5 и 10.5		–

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
41. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность – водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 18		–
42. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов ТГВ-200 ТГВ-300	 40 50	 1 мин 1 мин	–
43. Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,5 $U_{ном}$
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20
б) на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
44. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По п. 22		–
45. Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей: – сердечника статора – изоляции обмотки статора – изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	 По п. 7 1,5 $U_{ном}$ По п. 22	 1 мин	Ремонт без замены стержней
46. Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания изоляции	См. раздел 3.3 Норм		–
47. Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)
ТВВ, ТЗВ	1,0 $U_{ном}$	1 мин	
ТГВ	1,3 $U_{ном}$	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции – свыше 20 лет)			
48. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20
а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	
б) на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М,ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 18		
в) на проходимость	По п. 23.3		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости оставшейся части обмотки
49. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По п. 15		–
50. Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора	По п. 7		–
51. Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По п. 3		–
52. Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По п. 4		–
53. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки	По п. 2		–
54. Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По п. 5		–
55. Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По п. 6		–
56. Испытание стержней обмотки до укладки в пазы: а) на проходимость б) на прочность и герметичность в) изоляции пазовой части напряжением, кВ: – для генераторов ТВВ и ТГВ номинальным напряжением до 20 кВ – для генераторов ТВВ и ТЗВ номинальным напряжением 24 кВ г) на коронирование д) изоляции лобовых частей е) изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок)	По п. 1.1 По п. 1.2 2,7 $U_{ном}$	1 мин	–
	62	1 мин	
	По п. 1.4 По п. 1.5 По п. 1.6		
57. Испытание нижних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 9		–
58. Испытание верхних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 35		–
59. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		–
60. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 21		–

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
61. Испытание изоляции от корпуса новых верхних и новых нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки	2,0 $U_{ном}$	1 мин	
62. Проверка на монолитность паяных соединений	По п. 13		–
63. Измерение сопротивления постоянному току обмотки статора в холодном состоянии каждой ветви или фазы	По п. 1.5		–
64. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки статора турбогенераторов до изолировки паяных соединений, а для обмотки с водяным охлаждением, кроме того, – до присоединения шлангов	По п. 40		–
65. Испытание обмотки статора водой на прочность и герметичность для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200	По п. 18		–
66. Испытание изоляции выпрямленным напряжением, кВ, полностью собранной обмотки каждой фазы по отдельности при остальных заземленных фазах для турбогенераторов:			
ТГВ-200 ТГВ-300	40 50	1 мин 1 мин	По п.14.10
67. Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса:			
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,5 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается.
68. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки щитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом). По п. 14.10.	1,0$U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М, ТГВ-500-2, ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20

Проверка проходимости соединительных шин обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ (табл. 14-8, п.3.1 б).

Соединительные шины до установки на место проверяют на проходимость воздухом; к шине подводят воздух с давлением на входе 9,8–10 кПа. Трубкой с внутренним диаметром 2 мм и подсоединенным микроманометром измеряют полное давление на выходе из шины.

Значения измеренных давлений на выходе из шин должны быть близки к расчетным, приведенным в табл. 14-9.

После установки шин на место проверяют шины продувкой сухим воздухом без измерения напора. При капитальных ремонтах по типовому объему проверяют сжатым воздухом продуваемость соединительных шин с измерением полного аэродинамического сопротивления.

Таблица 14-9. Данные для проверки проходимости шин генераторов ТГВ-200 и ТГВ-300

ТГВ-200		ТГВ-300		Примечание
Шина, чертеж №	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	Шина, чертеж №	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	
2Т36	66	5ТХ581594	121	Давление воздуха на входе в шину 1000 мм вод. ст.
2Т38	112	5ТХ581595	81	
2Т33	72	5ТХ581596	63	
2Т50	105	5ТХ581597	169	
2Т37	64	5ТХ581598	156	
2Т35	122	5ТХ581599	92	
2Т32	54	5ТХ581600	155	
2Т34	52	5ТХ581601	95	
2Т39	122	5ТХ581602	66, 4	
2Т31	87	5ТХ581603	169	
1Т26	43, 5	5ТХ581604	72, 5	
1Т24	39	5ТХ581605	109	

Б. Испытания, проводимые при ремонте обмотки ротора турбогенератора

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах турбогенераторов с полной или частичной сменой обмотки ротора, а также при ремонте в пределах ее лобовых частей приведены далее в табл. 14-10 – для генераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения и в табл. 14-11 – для генераторов с непосредственным водородным охлаждением обмотки (есл.

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах обмоток роторов турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения, непосредственным воздушным и водяным охлаждением обмотки должны соответствовать указаниям завода-изготовителя с учетом специфики их конструкции.

При проведении испытаний необходимо выполнять следующие указания:

1. При наличии алюминиевых седел в лобовых частях изоляция обмотки ротора от седел испытывается во всех случаях снятия бандажей независимо от причин снятия.

2. При частичном ремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяются между собой перемычкой, изоляция уложенной переизолированной катушки не испытывается.

3. При частичном ремонте обмотки ротора с наборными зубьями, не имеющей пазовых гильз, оставшаяся часть обмотки повышенным напряжением не испытывается. Состояние изоляции проверяется мегаомметром на напряжение 1000 В в течение 1 мин.

4. Во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин. Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора.

5. Продолжительность испытания главной изоляции равна 1 мин, витковой изоляции – 5 мин (Таблица 14-10, п.15).

Таблица 14-10. Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения [15]

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
1. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец, прим.[1]	5,0 (7,0)	Полная замена обмотки ротора
2. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец), прим.[2]	4,0	То же
3. Незамененная изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	То же
4. Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки 4.1. Новая изоляция шин токоподводов 4.2. Новая изоляция стержней токоподвода перед укладкой их в изоляционный цилиндр	 6,5 (7,5) 6,5 (7,5)	То же
5. Новая изоляция шин и стержней токоподводов после их укладки 5.1. Новая изоляция шин токоподвода после укладки и клиновки, но до соединения с катушками и контактными кольцами 5.2. Новая изоляция стержней токоподвода после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	 5,0 (7,0) 5,0 (7,0)	То же
6. Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора, прим.[3]	6,0	То же
7. Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	То же
8. Новая изоляция токоподводов после присоединения к переизолированным контактным кольцам, но до соединения с катушками	4,0	То же
9. Новая изоляция межкатушечных соединений (съемных деталей) отдельно от обмотки	5,0	То же
10. Изоляция гильз до укладки их в пазы:		То же
миканитовых	10,0	
стеклотекстолитовых	7,0	
11. Изоляция гильз после укладки их в пазы:		То же
миканитовых	8,0	
стеклотекстолитовых	6,8	
12. Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13. Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клиньями и соединения с ранее уложенной катушкой	5,5	Полная замена обмотки ротора
14. Изоляция уложенной обмотки после первой опрессовки	4,5	То же
15. Витковая изоляция обмотки после первой опрессовки, прим.[4]	2,5-3,5 В на виток	То же
16. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	3,5	То же
17. Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	То же
18. Изоляция обмотки после насадки роторных Бандажей, прим.[5]	2,5	То же
19. Изоляция оставшейся (незамененной) части обмотки ротора после выемки поврежденной катушки	2,0	Частичная замена обмотки ротора

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
20. Изоляция катушек после их укладки и заклиновки временными клиньями (для турбогенераторов, испытание которых возможно без соединения обмоток новых катушек со старой обмоткой)	По пп.12-14	То же
21. Изоляция обмотки совместно со старой обмоткой после первой опрессовки	1,75	То же
22. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	1,5	То же
23. Изоляция обмотки:		
а) перед посадкой роторных бандажей	1, 25	Частичная замена обмотки ротора
б) после посадки роторных бандажей, прим.[5]	1, 0	
24. Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2, 5	То же
25. Изоляция обмотки от седел при заземленной обмотке ротора – испытание до ремонта	2, 5	Ремонт в пределах лобовой части
26. Изоляция обмотки от седел после ремонта при заземленной обмотке	2, 0	То же
27. Изоляция обмотки ротора от корпуса после окончания ремонта при снятых бандажах	1, 0	То же
28. Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	То же
29. Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	То же
30. Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
от корпуса	1, 25	
витковая	2, 5-3, 5 В на виток, прим.[4]	

Примечания:
1) В скобках – испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнему витку малой катушки.
2) При полной замене изоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае, если она не выдержала испытаний по пп. 1 и 2.
3) Если выступающая часть изоляции под контактными кольцами менее 15 мм, то при испытании новой изоляции контактных колец до насадки на вал турбогенераторов испытательное напряжение снижается до 5 кВ.
4) В случаях испытаний витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением значение его на выводах не должно превышать величины испытательного напряжения корпусной изоляции более, чем на 10%.
5) По завершении ремонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току.

Таблица 14-11. Объем и нормы пооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт) [15]

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
1. Изоляция перед укладкой новых шин токоподводов турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$	1	
ТГВ	10, 0	1	
2. Изоляция перед укладкой в изоляционный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов:			То же
ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15\ U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$	1	
ТГВ	8, 6	1	

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
3. Изоляция новых токоведущих болтов перед установкой на ротор турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	8, 6 ≥ 15 $U_{ном}$ + 3, 35 ≥ 5, 6 8, 6	1 1	То же
4. Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	7, 6 ≥ 14 $U_{ном}$ + 2, 7 ≥ 4, 8 9, 1	1 1	То же
5. Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими болтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	7, 6 ≥ 14 $U_{ном}$ + 2, 7 ≥ 4, 8 6, 7	1 1	То же
6. Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	8, 6 ≥ 15 $U_{ном}$ + 4, 7≥ 5, 6 8, 6	1 1	То же
7. Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	8,6 ≥ 15 $U_{ном}$ +3,35 ≥ 5,6 7,6	1 1	То же
8. Изоляция контактных колец после посадки их на ротор турбогенераторов: ТВВ,ТВФ ТГВ	6 ≥ 9 $U_{ном}$ + 3,35 ≥ 3,6 6,4	1 1	То же
9. Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы:			То же
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов: ТВВ,ТВФ ТГВ	6,8 ≥ 12 $U_{ном}$ + 2,8 ≥ 4,25 7	1 1	
10. Изоляция новых гильз после укладки в пазы:			То же
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов : ТВВ, ТВФ ТГВ	6,5 ≥ 11 $U_{ном}$ +2,5 ≥ 4,2 6,5	1 1	
11. Изоляция катушек от корпуса после укладки в пазы и закрепления временными клиньями каждой отдельной катушки, не имеющей нижнего соединения, и каждой пары смежных катушек, имеющих нижнее соединение катушек:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	5,7 ≥ 10 $U_{ном}$ + 2,2 ≥ 3,7 5,7	1 1	

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
12. Витковая изоляция катушек после первой опрессовки пазовых и лобовых частей (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток (примечание 2)	0,1	То же
13. Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			То же
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$5 \geq 10\ U_{ном} + 1,6 \geq 3$ 5,0	1 1	
14. Витковая изоляция катушек после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток (примечание 2)	0,1	То же
15. Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			То же
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$4,5 \geq 10\ U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$ 4,5	1 1	
16. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверка на проходимость воздухом) для турбогенераторов:			То же
ТВВ, ТВФ (лобовые части обмотки следует закрыть резиной)	По стандарту (нормали) АО «Электросила»	–	
ТГВ (каждый канал обмотки)	Воздух должен свободно проходить через все каналы	–	
17. Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей:			То же
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ ТГВ	$4,25 \geq 9\ U_{ном} + 1 \geq 2,3$ 4,25	1 1	
18. Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16		Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
19. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей для турбогенераторов:			То же
ТВВ, ТВФ ТГВ	$4,9 \geq 9\ U_{ном} + 0,7 \geq 2,1$ 4,0	1 1	

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
20. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		То же
21. Обмотки ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления переменному току при напряжениях 0,05, 0,1, 0,15 и 0,2 кВ на неподвижном роторе и при номинальной частоте вращения)	См. примечание 3		То же
22. Элементы, указанные в пп. 9-21	По пп. 9-21	–	Полная замена обмотки ротора. Токоподводы и контактные кольца не ремонтируются.
23. Изоляция контактных колец совместно с токоподводами, отсоединенными от обмотки для турбогенераторов: ТВВ,ТВФ ТГВ	 $5{,}5 \geq 7\ U_{ном} + 3 \geq 4{,}0$ 5,5	 1 1	То же
24. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	Частичный ремонт обмотки ротора
25. Изоляция оставшейся части обмотки после выемки поврежденных катушек совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец для турбогенераторов: а) от корпуса: ТВВ, ТВФ ТГВ	 $3{,}0 \geq 7\ U_{ном} + 0{,}5 \geq 1{,}5$ 3,0	 1 1	То же
б) витковая: – испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	
26. Изоляция гильз: – до укладки в пазы – после укладки в пазы	 По п. 9 По п. 10		То же
27. Изоляция от корпуса отремонтированных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями:			То же
а) катушек, изоляцию которых можно испытать, не соединяя с оставшейся частью обмотки	По п. 11		
б) катушек, изоляцию которых можно испытать только после соединения с оставшейся частью обмотки турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	 $2{,}5 \geq 5\ U_{ном} + 0{,}6 \geq 1{,}4$ 2,5	 1 1	
28. Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов: а) от корпуса: ТВВ, ТВФ	 $2{,}25 \geq 4{,}5\ U_{ном} + 0{,}6 \geq 1{,}3$	 1	Частичный ремонт обмотки ротора

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
ТГВ	2,25		
б) витковая: – испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой – контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	85 В на виток 5 В на виток	0,1 5	
29. Изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки турбогенераторов: а) от корпуса: ТВВ, ТВФ ТГВ	$2 \geq 4\ U_{ном} + 0,6 \geq 1,2$ 2,0	1 1	То же
б) витковая: – испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой – контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	70 В на виток 5 В на виток	0,1 5	
30. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверяются на проходимость)	По п. 16		То же
31. Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ,ТВФ	$1,75 \geq 3\ U_{ном} + 0,6 \geq 1,1$	1	То же
32. Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По п. 16		То же
33. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов: ТВВ,ТВФ ТГВ	$1,5 \geq 2,5\ U_{ном} + 0,625 \geq 1,0$ 1,5	1 1	То же
34. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	–	Частичный ремонт обмотки ротора
35. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	То же
36. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
37. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$1,5 \geq 1,5\ U_{ном} + 0,975 \geq 1,2$ 1,5	1 1	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ (примечание 1)	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
38. Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По п. 16	–	То же
39. Вентиляционные каналы ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	То же
40. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	То же
41. Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	–	То же
42. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	То же
43. Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания – мегаомметром на напряжение 1000 В).	См. табл. 14-2, п.2	–	То же

Примечания:
1. За номинальное напряжение обмотки ротора принимается напряжение на кольцах при номинальном режиме турбогенератора в установившемся тепловом состоянии.
2. При испытании витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением его значение на выводах обмотки ротора не должно превышать испытательного напряжения изоляции обмотки ротора на корпус.
3. Нормы испытаний не указанных в таблице элементов, а также отдельных узлов при их раздельном ремонте – по указаниям завода-изготовителя.

14.23. Испытания активной стали статора

А. Нормативные испытания при индукции в спинке статора 1–1,4 Тл [15]

Первые испытания на нагревание активной стали (если они не выполнялись по указанным выше причинам) производятся на всех турбогенераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем через каждые 5-8 лет.

Испытание проводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

У генераторов мощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и при ремонте стали периодически по решению главного инженера энергопредприятия, но не реже, чем 1 раз в 10 лет.

Турбогенераторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке сердечника статора $1^{\pm 0,1}$ Тл. Турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все генераторы, изготовленные после 01.07. 1977 г., испытываются при индукции $1,4^{\pm 0,1}$ Тл. Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл составляет 90 мин, при 1,4 Тл – 45 мин.

Схема испытаний с кольцевым намагничиванием ярма сердечника показана на рис. 14-2. Данные намагничивающей обмотки при индукции 1,0 Тл в стали статора, необходимые при испытании, приведены в табл. 14-12. При испытаниях применяются приборы класса 0,5.

Ток, потребляемый при испытании, подсчитывается по формуле, А:

$$F_м / \omega_н ,$$

где $F_м$ – магнитодвижущая сила, А (из табл.14-12); $\omega_н$ – количество витков намагничивающей обмотки.

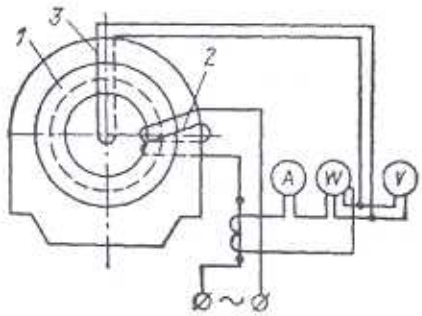


Рис. 14-2. Схема испытаний на нагревание сердечника статора [1]:
1 – активная сталь; 2 – намагничивающая обмотка; 3 – контрольная обмотка.

Фактическая индукция в спинке (ярме) сердечника B_c подсчитывается по формуле:

$$B_c = 45\ U_к / Q \cdot \omega_к,$$

где $U_к$ – напряжение, измеренное на контрольной обмотке, В;

$\omega_к$ – число витков контрольной обмотки;

Q – площадь поперечного сечения спинки активной стали, см^2.

Активная мощность P_1 подсчитывается по формуле:

$$P_1 = P_{изм} \cdot \omega_и / B_c \cdot \omega_к,$$

где $P_{изм}$ – измеренная мощность при испытании с учетом коэффициента трансформации трансформаторов тока и коэффициента добавочных сопротивлений, кВт.

Удельные потери подсчитываются но формуле, Вт/кг:

$$\Delta P = P_1 / G$$

где G – масса активной стали, т.

Если индукция отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, то длительность испытания $t_{исп}$ должна, соответственно, изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали $P_{1,0}$ и $P_{1,4}$ должны быть приведены к нормированным значениям индукции по формулам:

$$t_{исп} = 90(1{,}0/B_{c\ исп})^2 \text{ или } t_{исп} = 45(1{,}4/B_{c\ исп})^2;$$

$$P_{1,0} = P_{исп}(1{,}0/B_{c\ исп})^2 \text{ или } P_{1,4} = P_{исп}(1{,}4/B_{c\ исп})^2$$

где $B_{c\ исп}$ – индукция в спинке при испытании, Тл; $t_{исп}$ – продолжительность испытания, мин; $P_{исп}$ – удельные потери, определенные при $B_{c\ исп}$, Вт/кг; $P_{1,0}$ и $P_{1,4}$ – удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Таблица 14-12. Основные данные для расчета намагничивающей обмотки для испытаний активной стали при индукции 1,0 Тл [1]

Турбогенератор	Напряжение на виток, В	М. д. с., А	Потребляемая мощность		Поперечное сечение активной стали статора, см^2	*Масса активной стали статора, т*
			кВ·А	кВ·А		
Т2-3,5-2	44	715	31,5	11,4	1970	*5,17*
Т2-6-2	58	1050	60	17,2	2600	*7,8*
Т2-12-2	88	1150	101	29	3970	*13,1*
Т2-25-2	138	1270	175	50	6200	*22,7*
Т2-50-2	206	1560	320	93	9300	*42*
Т2-100-2	410	1650	675	196	18500	*89,2*
ТГВ-25	131	1275	170	32,5	5900	*21,2*
ТВС-30[1)]	123/131	850/1275	92/170	30/32,5	5550/5900	*20,2/21,2*
ТВ-2-30-2	138	1270	182	50	6300	*23*
ТВ2-50-2	206	1560	330	33	9300	*42*
ТВ-50-2	206	1560	330	93	9300	*42*
ТВ-60-2	206	1156	238	68	9300	*42*
ТВ2-100-2	340	1650	702	196	15350	*73*

Турбогенератор	Напряжение на виток, В	М. д. с., А	Потребляемая мощность		Поперечное сечение активной стали статора, см²	*Масса активной стали статора, т*
			кВ·А	кВ·А		
ТВ2-150-2	445	1860	980	219	20000	*102*
ТВФ-60-2[2]	163	1135	185	51	7440	*31,7*
ТВФ-60-2[3]	185	1110	204	56	8270	*35*
ТВФ-100-2	214	1240	266	75	9560	*46,7*
ТВВ-165-2	271	740	200	99	12200	*61,8*
ТВФ-200-2	392	740	290	115	17650	*88,5*
ТВВ-200-2	328	740	243	100	14800	*74,6*
ТГВ-200	354	1015	360	ПО	15950	*82,5*
ТГВ-300	396	825	340	122	17850	*97,9*
ТВВ-320-2	483	740	357	157	21700	*115*

[1] *Шихтуется по чертежам 5ТХ672501 из стали Э-310 или 320 (данные в числителе) и 5ТХ672503 из стали Э-42 (данные в знаменателе).*
[2] *Номинальное напряжение 6,3 кВ.*
[3] *Номинальное напряжение 10,5 кВ.*

При отсутствии данных для намагничивающей обмотки количество ее витков подсчитывается по формуле:

$$\omega_н = 45\ U / B_c \cdot Q$$

где U – напряжение на намагничивающей обмотке, В.

Сечение спинки активной стали Q подсчитывается по формуле, см²:

$$Q = k\,(L - n_k\, l_k) \cdot [0{,}5\,(D_1 - D_2) - h_z]$$

где k – коэффициент заполнения активной стали (для легированной стали k=0,93, для оклеенной бумагой k=0,9); L – полная длина активной стали, см;

l_k, n_k – ширина и количество вентиляционных каналов стали, см; D_1 и D_2 – наружный и внутренний диаметры активной стали, см; h_z – высота зубца, см.

Масса активной стали подсчитывается по формуле, тс:

$$G = 24{,}5[0{,}5(D_1 + D_2) + h_z] \cdot Q \cdot 10^{-6}.$$

Удельные потери в стали не должны отличаться от заводских данных и данных предыдущих испытаний более; чем на 10%. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны превышать более, чем на 10%, значения, приведенные в табл. 14-13.

Таблица 14-13. Допустимые удельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	*B* = 1, 0 Тл	*B* = 1, 4 Тл
1511	Э41	2, 0	4, 0
1512	Э 42	1, 8	3, 6
1513	Э43	1, 6	3, 2
1514	Э43 А	1, 5	2, 9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
Э 412	Э 320	1, 4	2, 7
Э 413	Э 330	1, 2	2, 3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
Э 412	Э 320	1, 7	3, 3
Э 413	Э 330	2, 0	3, 9

Примечание: для генераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях, превышающих указанные выше, решение о возможности продолжения эксплуатации и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций, учитывая результаты предыдущих измерений и испытаний дополнительными методами.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать, соответственно, 25 и 15 °С. Для генераторов, изготовленных до 1958 г., допускаются максимальный нагрев зубцов 45 °С и максимальная разность нагрева 30 °С.

Б. Дополнительные испытания при индукции в спинке статора 0,01–0,05 Тл

Для более полной оценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительного электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий [6, 18]. Измерения производятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника, составляющей около 0,01–0,05 Тл). Схема измерений показана на рис. 14-3.

Кольцевой магнитный поток, создаваемый током в намагничивающей обмотке *1*, при прохождении по сердечнику *2* приводит к появлению падения магнитных потенциалов между соседними зубцами.

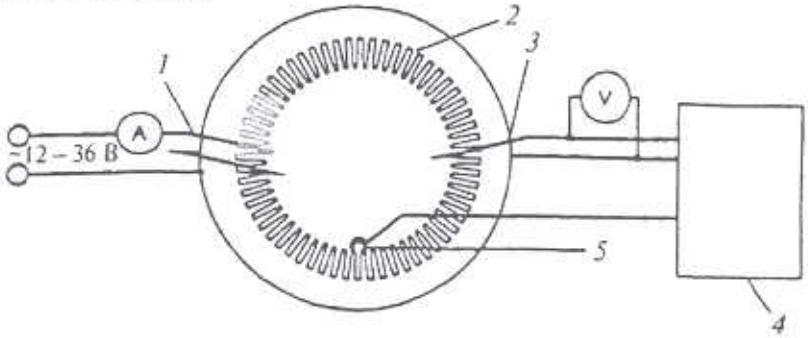


Рис. 14-3. Схема измерений для электромагнитного контроля зубцов сердечника статора [6]:
1–намагничивающая обмотка; 2– сердечник статора; 3– контрольный виток; 4– измерительный блок; 5 – датчик для сканирования

При отсутствии дефектов – замыканий листов активной стали – падение магнитного потенциала по всем пазам одинаково. Наличие дефекта в зоне измерений приводит к локальному изменению падения магнитного потенциала, вызванному протеканием тока в контуре замыкания. Контрольный виток *3* и измерительный блок *4* с датчиком *5* – магнитным потенциометром, сканирующим расточку статора, позволяют измерить ЭДС, наводимую в контуре замыкания, и определить амплитуду и фазовый сдвиг падения магнитного потенциала в зоне дефекта. По этим данным определяется мощность дополнительных потерь в замкнутом контуре. Дефекты с мощностью дополнительных потерь, приведенной к номинальной индукции, более 25 Вт считаются опасными.

Метод позволяет выявлять местные замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов[1].

14.24. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора (П, К)

Определение производится один раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типа генератора, если эти параметры не могли быть получены на заводском стенде.

[1] Для реализации метода целесообразно применять установку для испытания активной стали при малых индукциях «Интроскан-200» (фирма «Электротехнические системы», С-Петербург).

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяются также один раз при капитальном ремонте после проведения реконструкции или модернизации, если в результате конструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться эти параметры.

Полученные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются на соответствие их требованиям ГОСТ и ТУ.

Индуктивное сопротивление Потье x_p зависит от потока рассеяния обмотки статора и частично – рассеяния ротора. Определяется из ХХХ и ХКЗ и одной точки нагрузочной характеристики при cos φ = 0, по формуле, Ом:

$x_p = U_p/\sqrt{3} \cdot I_{ст.оп}$,

где U_p – падение напряжения в сопротивлении (реактивности) Потье;

$I_{ст.оп}$ – ток статора при опыте cos φ = 0.

В относительных единицах:

$x^*_p = x_p\, S_{ном}/U^2_{ном}$,

Ниже описан способ определения падения напряжения на индуктивном сопротивлении Потье (рис. 14-4). На график наносят ХХХ, ХКЗ и точку нагрузочной характеристики А с ординатой и абсциссой, равными, соответственно, номинальному напряжению и току возбуждения, измеренному при номинальном токе статора с cos φ=0 (при перевозбуждении). Соединяют точку А с точкой пересечения ХХХ и ХКЗ линией, параллельной оси абсцисс. На указанной линии влево от точки А откладывают отрезок АВ, равный току возбуждения (отрезок $ОС_т$) при номинальном токе статора по ХКЗ. Из точки В проводят прямую, параллельную начальному участку ХХХ, до пересечения с последней в точке С. Из точки С опускают перпендикуляр на линию АВ. Отрезок СД в выбранном масштабе равен падению напряжения на индуктивном сопротивлении Потье. Если нагрузочная характеристика снималась при напряжении, отличном от номинального (в пределах ±15%), то абсцисса точки А (рис.14-4) находится из следующего построения (рис.14-5). На график наносят ХХХ и точку нагрузочной характеристики при cos φ = 0, найденную при данном напряжении (отличном от номинального) и соответствующем токе ротора (точка С). Из точки С параллельно оси абсцисс в сторону ХХХ откладывают отрезок CF. Длина указанного отрезка определяется из ХКЗ и равна току возбуждения для того тока статора I, при котором производилось определение точки С. Из точки F проводят линию, параллельную начальному участку ХХХ до пересечения с последней, в точке Н. Через точки Н и С проводят прямую и на ее продолжении из точки Н откладывают отрезок HN, длина которого определяется из выражения:

$$I_{HN} = I_{ном} I_{HC}/I,$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток статора.

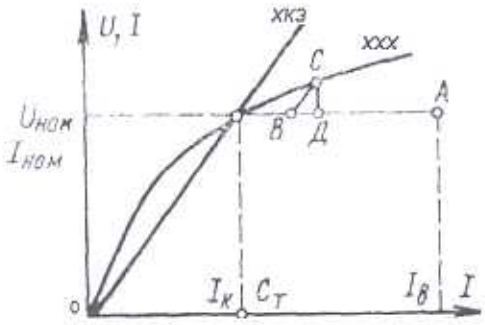


Рис. 14-4. Определение реактивности Потье [1]

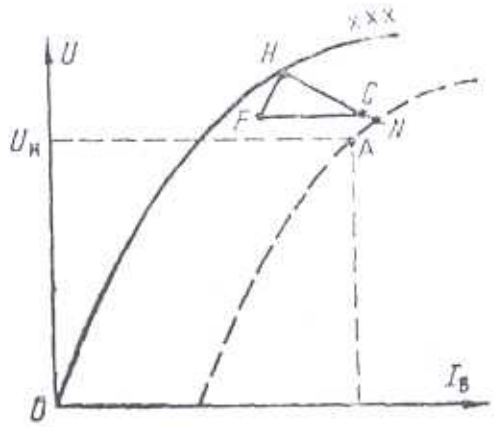


Рис. 14-5. Определение точки нагрузочной характеристики [1]

Характеристику XX переносят параллельно вправо и вниз на расстояние HN. На этой «параллельной» характеристике находят точку А, соответствующую номинальному напряжению $U_{ном}$.

Реактивное сопротивление обратной последовательности x_2 зависит от потока рассеяния обратной последовательности.

Его определяют при питании обмотки статора генератора, вращающегося с номинальной частотой вращения, трехфазным напряжением обратной последовательности:

$$x_2 = \frac{\sqrt{[3U_{cp}^2 I_{cp}^2 - (P - P_{cm})^2]}}{3I_{cp}^2}$$

где P – подведенная мощность, Вт; P_{cm} – потери в стали статора, Вт;

U_{cp} – среднее измеренное напряжение, В; I_{cp} – средний измеренный ток, А.

В относительных единицах:

$$x^*_2 = x_2 S_{ном}/U^2_{ном}.$$

При известных сверхпереходных реактивных сопротивлениях x_d и x_q (см. ниже) x_2 определяется как:

$$x_2 = (x_d + x_q)/2.$$

Реактивное сопротивление нулевой последовательности x_0 обусловлено потоком рассеяния от тока нулевой последовательности. Его определяют при питании фаз обмотки статора (соединенных последовательно или параллельно) однофазным напряжением.

При последовательном соединении сопротивление, Ом:

$$x_0 = U/3I,$$

при параллельном соединении: $x_0 = 3U/I$.

14.25. Тепловые эксплуатационные испытания [19]

Испытания турбогенератора на нагревание производятся при температурах охлаждающих сред по возможности близких к номинальным и нагрузках около 60, 75, 90, 100 % номинальной при вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через 6 месяцев после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

В эксплуатации контрольные испытания производятся не реже 1 раза в 10 лет при одной–двух нагрузках, близких к номинальной, а для генераторов, отработавших более 25 лет, – не реже 1 раза в 5 лет.

Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТ и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до 5°С) обмоток статора, ротора, активной стали и охлаждающих сред на выходе из обмоток или сердечника статора при продолжительной работе генератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения и параметров охлаждающих сред. Составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

У турбогенераторов, для которых по ГОСТ и техническим условиям допускается длительная работа с повышенной против номинальной мощностью при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, наибольшие допустимые в эксплуатации температуры следует определять при работе с номинальной и максимальной длительной нагрузкой. За наибольшие допустимые в эксплуатации температу-

ры для таких генераторов должны приниматься максимальные из определенных для этих режимов.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание (при работе генераторов при номинальной или длительной максимальной нагрузке) окажутся выше предельно допустимых значений, приведенных в ГОСТ 533, ГОСТ 5616, технических условиях или указанных заводом-изготовителем в техническом описании и инструкции по эксплуатации, то мощность испытуемого генератора должна быть, соответственно, ограничена до значения, при котором нагрев не будет превышать максимально допустимого впредь до выяснения и устранения причин, вызвавших эти повышенные нагревы.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание, ниже предельно допустимых значений, то это не может служить основанием для перемаркировки генератора на большую мощность.

Испытания и обработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии [19]; при необходимости следует привлекать специализированные организации. Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не должны превышать 3–5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по ГОСТ, ТУ или заводской инструкции.

Краткое описание методики испытаний генераторов на нагревание:

1) Условия для проведения испытаний

Испытания должны проводиться на генераторе, находящемся в исправном состоянии, при нормальной работе всех его основных частей и вспомогательных устройств. Особое внимание должно быть обращено на состояние системы охлаждения.

Необходимо также проверить обмотку ротора на отсутствие в ней короткозамкнутых витков. У роторов, имеющих витковые замыкания, измерять температуру методом сопротивления нельзя, поскольку значение измеренного сопротивления отличается от действительного, поэтому испытания на нагревание таких генераторов должны производиться после устранения витковых замыканий.

Все приборы, которыми производятся измерения, должны пройти метрологическую поверку.

2) Объем испытаний на нагревание

В объем испытаний входят:

2.1 Определение сопротивления обмотки ротора и заложенных ТС в холодном состоянии.

2.2 Проведение четырех опытов на нагревание с нагрузками порядка 0,6; 0,75; 0,9 и 1,0 $P_н$ (активной мощности) при номинальном или близком к нему коэффициенте мощности. При этом напряжение генератора не должно отличаться от номинального более, чем на 5%. Допускается проводить испытания на нагревание при напряжении выше номинального более, чем на 5% (по условиям работы электростанции). Однако полная мощность генератора при этом не должна превышать установленной заводом-изготовителем.

Возможно проведение испытания при трех-четырех различных нагрузках в пределах от 0,6 номинальной мощности до максимально возможной по условиям работы электростанции (но не ниже 0,9 номинального тока), при которых интервалы между квадратами токов рабочей цепи обмоток были бы примерно одинаковыми для того, чтобы при необходимости обеспечить более точную экстраполяцию полученных зависимостей.

Во время опытов должны измеряться:

а) электрические величины, характеризующие работу генератора;

б) температура обмотки и стали статора по заложенным термопреобразователям сопротивления (ТС);

в) температура обмотки ротора методом сопротивления;

г) температура входящего и выходящего охлаждающего газа;

д) температура охлаждающей воды на входе и выходе газоохладителей и теплообменников;

е) расход воды через газоохладители и теплообменники,

ж) расход газа через генератор;

з) давление и чистота водорода;

и) расход дистиллята через обмотку и нажимную плиту статора,

к) давление дистиллята на входе и выходе из статора;

л) температура входящего и выходящего дистиллята.

Определение расхода воды через охладители и теплообменники является желательным во всех случаях и обязательным при испытании новых типов генераторов и новых типов охладителей, а также при повышенной против нормы температуре входящего газа и других неполадках в системе охлаждения.

Определение расхода газа является обязательным в тех случаях, когда имеет место повышенный нагрев частей генератора и охлаждающего газа, неравномерность температуры или другие неполадки в системе охлаждения.

Определение расхода дистиллята является обязательным во всех случаях.

2.3 Определение регулировочной характеристики, номинального и наибольшего токов возбуждения при номинальных условиях и при отклонении напряжения и тока статора на ±5% номинальных значений.

3) Проведение измерений и требования к приборам (ГОСТ 11828-86)

Во время испытаний на нагревание и при определении регулировочной характеристики измеряются следующие электрические величины: активная и реактивная мощности; ток в обмотке статора (в трех фазах); напряжение обмотки статора (в трех фазах); напряжение на кольцах ротора, ток ротора; частота.

Все указанные величины определяются как по станционным щитовым приборам, так и по контрольным приборам, установленным на время проведения испытаний. Допускается определение частоты тока по щитовым приборам.

На генераторах с бесщеточными возбудителями ток возбуждения определяется расчетным путем с использованием проектного алгоритма или другими способами по согласованию с заводом-изготовителем.

Измерительные приборы следует подбирать так, чтобы измеряемые значения находились в пределах 30–95% шкалы. Класс точности контрольных приборов должен быть не ниже 0,5, а для приборов, установленных в цепи возбуждения, –не ниже 0,2. Контрольные приборы статора подключаются к станционным измерительным трансформаторам. Установка специальных измерительных трансформаторов не требуется. Необходимо лишь проверить, не перегружаются ли трансформаторы тока в результате включения дополнительных приборов, и в случае необходимости принять меры для их разгрузки на время проведения испытаний.

Коэффициент мощности определяют расчетом по показаниям контрольных приборов, установленных для измерения тока, активной мощности и напряжения статора. Возможно определение коэффициента мощности по отношению показаний двух ваттметров, установленных для измерения активной мощности. При этом необходимо следить за тем, чтобы измеряемые значения токов и напряжений были не ниже 30% номинальных токов и напряжений применяемых ваттметров.

При проведении измерений более, чем на одном приборе, отсчет по всем приборам для каждого измерения рекомендуется производить одновременно. Это обязательно при измерении сопротивлений методом амперметра и вольтметра и мощности трехфазного тока – методом двух ваттметров.

Перед испытаниями на нагревание должны быть измерены сопротивление обмотки ротора при постоянном токе в практически холодном состоянии (r_x) и температура, при которой проводилось это измерение (θ_x). Значение этого сопротивления является исходным для определения превышения температуры обмотки ротора во время испытаний на

нагревание. За практически холодное состояние генератора согласно ГОСТ 183-74 принимается такое, при котором температура любой части генератора отличается от температуры окружающего воздуха не более, чем на ±3 °С.

Температуру обмотки в холодном состоянии на вынутом роторе или на открытом генераторе измеряют несколькими (не менее четырех-пяти) термометрами расширения, устанавливаемыми на турбогенераторах под бандажами и вдоль бочки ротора.

Температура окружающего воздуха определяется как среднее арифметическое из показаний нескольких термометров, расположенных в разных точках вокруг генератора, на высоте, равной половине высоты генератора, и на расстоянии от 1 до 2 м от генератора.

Если по условиям эксплуатации генератор не может быть открыт, допускается измерять r_x на закрытом генераторе. При этом необходимо вести периодический контроль за остыванием генератора по всем установленным температурным индикаторам (ТС или термопарам и термометрам расширения) и приступать к измерению r_x только по достижении практически холодного состояния.

Одновременно с измерением r_x измеряется температура по всем установленным измерителям температуры. За температуру обмотки принимается средняя из всех полученных значений температур. Термометры расширения должны иметь цену деления не более 1 °С.

Измерять r_x следует методом вольтметра и амперметра. Измерительные приборы должны иметь класс точности не ниже 0,2. Шунт при измерении методом амперметра-вольтметра также должен иметь класс точности не ниже 0,2.

Как показывает практика испытаний, наиболее рационально измерять сопротивление обмотки ротора, подавая питание от аккумуляторной батареи или специального источника постоянного тока, обеспечивающих устойчивый ток порядка 10 А, теми же приборами, которые будут использованы при измерениях в нагрузочных режимах.

Питание подводится к обмотке ротора с помощью специальных зажимов или бандажей из алюминиевых или медных шинок, надеваемых на кольца ротора. Вольтметр должен подсоединяться отдельными концами непосредственно к кольцам. Подсоединение производят обычно при помощи щупов и только на время отсчетов по приборам.

Измерения следует проводить после включения тока и по окончании переходного процесса, обусловленного индуктивностью ротора. Отсчет по приборам проводят одновременно по команде. Во избежание ошибки от нагрева обмотки во время опыта, длительность последнего должна быть ограничена до 10–20 с, иначе указанный метод окажется практически неприменимым без экстраполяции полученной температуры на момент подачи тока. Измерения следует производить при нескольких (порядка трех) значениях тока: при каждом из них делается не менее трех отсчетов.

Поскольку обычно в качестве приборов постоянного тока используются одинаковые милливольтметры (один с шунтом, другой с добавочным резистором), рекомендуется для повышения точности измерения r_x повторить опыты, меняя указанные приборы местами.

Значение r_x подсчитывается как среднее из результатов тех отсчетов, которые не отличаются от среднего значения более, чем на 0,5%. Число таких отсчетов должно быть не менее шести. Определять r_x следует особо тщательно, так как ошибка в этом измерении скажется на всех последующих измерениях превышения температуры ротора (ошибка в 1% при измерении дает ошибку примерно в 2,5 °С при определении температуры). Полученное сопротивление обмотки ротора следует привести к температуре 15 °С для возможности сравнения с данными завода-изготовителя.

Перед испытаниями следует у всех заложенных ТС измерить сопротивления при постоянном токе в холодном состоянии и сопротивление изоляции в соответствии с ГОСТ 11828. Предварительно необходимо по технической документации установить значения сопротивлений соединительных проводов внутри генератора от ТС до выводных зажимов. Следует также проверить соответствие заводским чертежам маркировки и мест установки ТС.

Целесообразно измерять сопротивление ТС на закрытом генераторе, а в случае, если она открыта, рекомендуется закрыть торцы брезентом, так как из-за сквозняков в машинном зале температура отдельных частей статора может быть различной. Измерения следует производить не ранее, чем через 6–7 дней после остановки генератора при условии, что за это время температура в машинном зале существенно не изменялась. При необходимости этот срок можно сократить, вращая генератор с номинальной частотой на холостом ходу без возбуждения после отключения от сети. Критерием достижения установившейся температуры является ее стабилизация во времени и совпадение результатов измерений у ТС, имеющих одинаковые сопротивления соединительных проводов.

Температуру внутри генератора следует измерять термометрами расширения, установленными в щитах и корпусе генератора. При возможности следует поместить в корпус генератора дополнительные термометры. В качестве расчетной температуры берут среднее из всех ее измеренных значений.

Сопротивления ТС следует измерять одинарным мостом класса точности не ниже 0,5 или другими приборами, обеспечивающими указанную точность. Подключать измеряющее устройство к зажимам ТС можно либо при помощи щупов, либо используя для этого переключатель, установленный для измерений во время испытаний на нагревание (см. п.3.5). Необходимо измерить также сопротивление соединительных проводов от зажимов до измерительного моста (включая сопротивление переключателя). Полученные значения сопротивлений ТС (за вычетом сопротивлений соединительных проводов внутри и вне генератора) должны быть приведены к температуре 0°С. Эти значения не должны отличаться от номинального сопротивления ТС при 0°С более, чем на 1%.

Превышение температуры обмотки ротора над температурой охлаждающей среды следует определять по изменению сопротивления обмотки при постоянном токе при ее нагревании. Для этого во время опыта надо определять сопротивление обмотки в нагретом состоянии ($r_г$) как частное от деления величины напряжения, измеренного на кольцах ротора, на величину тока ротора.

При измерениях напряжения на кольцах ротора следует применять медносетчатые или пластинчатые измерительные щетки. Использовать угольные щетки не рекомендуется, так как контактное сопротивление между щеткой и кольцом быстро увеличивается из-за возникновения пленки на поверхности щетки. Пленка может также образоваться и на меднографитовых щетках с малым содержанием меди, поэтому при применении таких щеток их следует периодически зачищать. Измерительные щетки должны снабжаться изолированными рукоятками, с помощью которых щетки накладывают на кольца во время измерения. Наиболее удобно устанавливать измерительные щетки в щеткодержатели, из которых предварительно вынуты рабочие щетки. Измерительные щетки должны быть хорошо изолированы от щеткодержателей. Провода от измерительных щеток до прибора должны иметь надежную изоляцию.

Отсчеты по контрольным приборам должны производить одновременно два наблюдателя. При каждом измерении следует производить не менее трех отсчетов. Сопротивление обмотки ротора подсчитывают как среднее из отсчётов данного измерения.

Превышение температуры обмотки ротора $\Delta\theta_р$, °С определяется по формуле:

$$\Delta\theta_р = (A+\theta_x)(r_г - r_x)/\, r_x + \theta_x - \theta_o \text{, где}$$

θ_x – температура, при которой измерялось сопротивление ротора (r_x) в холодном состоянии, °С;

θ_o – температура входящего охлаждающего газа, °С;

А – число, равное 235 для медной обмотки (без присадки и с присадкой серебра);

r_x , $r_г$ – сопротивления обмотки ротора, измеренные в холодном и нагретом состояниях, Ом.

Определять превышение температуры следует непосредственно после каждого измерения. Если результаты отдельных отсчетов отличаются друг от друга более, чем на 0,5%, измерение следует повторить.

Сопротивления всех ТС, заложенных в генераторе, должны измеряться мостом независимо от того, подключены они к эксплуатационной системе теплоконтроля или нет. При измерении мостом переключатель эксплуатационной системы должен быть установлен в такое положение, при котором все измеряемые ТС были бы отключены. При наличии самопишущих приборов это требование трудно выполнить. В этом случае следует иметь в виду, что измерение сопротивления мостом можно производить лишь в то время, когда ТС не подключен к системе теплоконтроля.

В статор заложено большое количество ТС. Поскольку измерение их сопротивления мостом производится в последние часы опытов через каждые полчаса, использовать для этого щупы неудобно. Рекомендуется использовать для этой цели многоканальные переключатели, которые подключаются к сборке ТС на все время испытаний. Перед испытаниями контактная система этих переключателей должна быть тщательно проверена, а сопротивления соединительных концов (включая контакты переключателя) измерены заново. Переключатели должны быть подключены таким образом, чтобы не вносить искажений в показания эксплуатационной системы теплоконтроля. При наличии хорошо налаженных самопишущих электронных мостов или автоматизированной системы контроля класса точности не ниже 0,5 допустимо контроль теплового состояния генератора при испытаниях производить по этим приборам. При этом перед испытаниями должна быть произведена проверка точности показаний указанных приборов.

Во время испытаний следует также фиксировать показания щитовых логометров или автоматических регистрирующих устройств.

Превышение температуры по заложенному ТС определяется по той же формуле, что и превышение температуры обмотки ротора. Поскольку ТС, используемые в генераторах, имеют стандартное номинальное сопротивление при 0°С, указанная формула может быть упрощена. Для ТС, изготовленных по ГОСТ 6651, номинальное сопротивление при 0°С составляет 50 Ом, а для ТС, изготовленных ранее (до 1994 г.) – 53 Ом. Формулы для расчета $\Delta\theta$, °С, соответственно, будут иметь вид:

$$\Delta\theta = 4{,}7(r_т - 50) - \theta_о,$$

$$\Delta\theta = 4{,}44(r_т - 53) - \theta_о .$$

В эти формулы подставляют значения $r_т$, полученные во время опытов, за вычетом сопротивления соединительных проводов. Последнее представляет сумму сопротивлений соединительных проводов внутри генератора и вне его. Упрощенная формула значительно облегчает обработку полученных данных, не влияя существенным образом на точность полученных результатов.

Температура входящего в генератор и выходящего из него газа измеряется по всем установленным на генераторе термометрам и ТС. Заранее на остановленном генераторе следует осмотреть места установки термометров и ТС и убедиться в том, что они расположены в потоке газа, температура которого контролируется. Можно проверить правильность показаний ТС, установив в непосредственной близости от них контрольные термометры расширения и сверив затем их показания.

За расчетную температуру холодного газа должна быть принята температура газа на выходе из газоохладителей. Во всех случаях должно быть определено среднее значение из показаний всех термометров расширения и ТС, измеряющих температуру холодного газа, если только эти показания расходятся не более, чем на 4°С.

За температуру нагретого газа, выходящего из генератора, принимается среднее из показаний всех термометров расширения и ТС, установленных на входе в газоохладители.

Для измерения температуры охлаждающего дистиллята, входящего и выходящего из обмотки статора, дополнительно к стационарным ТС должны устанавливаться контрольные термометры расширения с ценой деления 0,1°С. Карманы, в которые устанавливаются термометры, должны обеспечивать возможность заливки их маслом и погружения рабочей части термометра не менее, чем на 2/3 диаметра трубопровода.

Температура воды, входящей и выходящей из газоохладителей и теплообменников, измеряется термометрами расширения, устанавливаемыми в карманах, вваренных в трубы и заполненных маслом. Температура входящей в охладитель воды может измеряться на общем водоводе непосредственно перед разветвлением его по охладителям. Температура выходящей из охладителей воды должна измеряться в непосредственной близости от каждого охладителя термометрами с ценой деления 0,1°С.

Расход воды через газоохладители и дистиллята через обмотку и другие конструктивные части статора следует измерять с помощью сужающих устройств (диафрагм) по перепаду давления. Измерительные диафрагмы должны устанавливаться на напорных трубопроводах охлаждающей воды каждого охладителя. Перепад давления на диафрагме измеряется U-образными дифференциальными манометрами. Для их заливки можно применять легкие жидкости, не смешивающиеся с водой (например, тетрабромэтан, бромоформ, четыреххлористый углерод и др.), в зависимости от наблюдаемого перепада давления. При отсутствии на трубопроводах отдельных охладителей участков, имеющих достаточную для установки диафрагм длину, можно измерять расход на общем напорном трубопроводе.

Расход дистиллята через обмотку статора определяется по станционным расходомерам. В случае необходимости могут быть установлены дополнительные измерительные диафрагмы.

Расход газа через генератор может быть определен из уравнения теплового баланса газоохладителей:

$$Q_в \cdot C_в \cdot \Delta\theta_в = Q_г \cdot C_г \cdot \Delta\theta_г,$$

где $Q_в$ и $Q_г$ – расходы, соответственно, воды и газа, $м^3/с$,

$C_в$ и $C_г$ – объемные теплоемкости воды и газа, $кДж/м^3 °С$;

$\Delta\theta_в$ и $\Delta\theta_г$ – перепады температуры воды и газа, проходящих через газоохладитель, °С.

Для определения расхода газа должны быть измерены расход воды через каждый газоохладитель и температура воды и газа на входе в газоохладитель и выходе из него. Теплоемкость воды принимают равной единице, теплоемкость газа $C_г$, $кДж/м^3 °С$, определяется по формуле:

$$C_г = \{1286{,}3 \cdot 273/(273+\theta)\} \cdot P/P_{атм}$$

где P – абсолютное давление газа в корпусе генератора, МПа, $кг/см^2$ или мм рт.ст; $P_{атм}$ – атмосферное давление, МПа, $кг/см^2$ или мм рт.ст. (нормальное); θ– температура газа на входе в газоохладитель, °С.

Расход газа через генератор представляет собой сумму расходов газа через отдельные газоохладители.

В процессе испытаний на нагревание необходимо также измерять:

а) избыточное давление водорода в корпусе генератора (рекомендуется пользоваться пружинным манометром – желательно, лабораторным);

б) чистоту водорода по щитовому газоанализатору (следует проверять показания газоанализатора по результатам химического анализа газа).

Определение регулировочных характеристик, номинального и наибольшего токов возбуждения следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 10169.

Регулировочные характеристики, представляющие собой зависимости тока возбуждения от тока якоря, следует определять при неизменных напряжении, коэффициенте мощности и частоте вращения методом непосредственной нагрузки. Допускается определение регулировочных характеристик методом графического построения.

Номинальный ток возбуждения следует определять из регулировочной характеристики, снятой при номинальных мощности, напряжении, коэффициенте мощности и частоте сети. Если при снятии этой характеристики напряжение сети отклонялось от номинального не более, чем на ±5%, можно строить зависимость тока возбуждения от кажу-

щейся мощности и определять значение номинального тока возбуждения для номинальной кажущейся мощности.

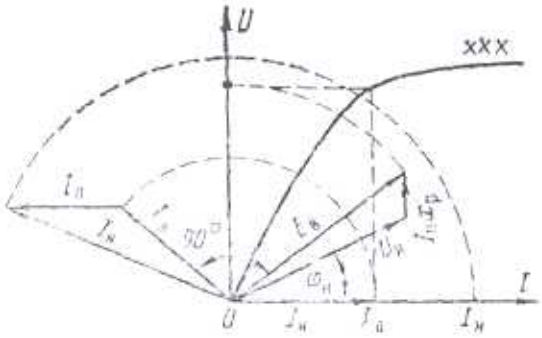


Рис. 14-6. Определение тока ротора

Номинальный ток возбуждения можно также определить и графоаналитическим способом по диаграмме (рис. 14-6). На график наносят ХХХ. Под номинальным углом $\varphi_н$ к абсциссе (совпадающей с направлением тока статора $I_н$) откладывают вектор номинального напряжения $U_н$. Из конца вектора $U_н$ перпендикулярно оси абсцисс откладывают вектор падения напряжения $I_н x_p$. Геометрически сумма векторов $U_н$ и $I_н x_p$ дает вектор E_B и по ХХХ (согласно построению на рис. 14-6) соответствующий ему ток ротора $I_в$. Вектор тока $I_в$ откладывают под углом 90° к вектору E_B. По ХКЗ определяют составляющую тока возбуждения $I_я$, компенсирующую реакцию якоря (статора) при токе короткого замыкания, равном номинальному току, и откладывают ее из конца вектора $I_в$ параллельно оси абсцисс. Ток $I_я$ определяется как разница тока $I_к$ и тока возбуждения, соответствующего падению напряжения в индуктивном сопротивлении Потье x_p (см. рис. 14-4, отрезок *BD)*.

Геометрическая сумма двух указанных векторов $I_в$ и $I_я$ даст вектор номинального тока возбуждения $I_н$.

Для определения расчетного индуктивного сопротивления x_p в соответствии с требованиями ГОСТ 10169 используют характеристики холостого хода и короткого замыкания и точку нагрузочной характеристики, снятой при Cosφ = 0 и токе возбуждения, близком к номинальному (п.14.5). Допускается определять x_p методом последовательного приближения. Для этого, задавшись x_p =0,85 x'_d, строят диаграмму для одной из опытных точек регулировочной характеристики, из которой определяют расчетный ток ротора и сопоставляют с опытным значением тока ротора. Если расхождение велико, то значение x_p корректируют и опять строят диаграмму для этой же опытной точки регулировочной характеристики. Построение повторяется до тех пор, пока не будет получено хорошее совпадение расчетного и опытного значений тока ротора. Конечное значение x_p принимается за расчетное и может использоваться для определения номинального и наибольшего токов ротора, полученных при следующих условиях:

1) $U = U_{ном}$; $I = I_{ном}$
2) $U = 1{,}05U_{ном}$; $I = 0{,}95I_{ном}$
3) $U = 0{,}95U_{ном}$; $I = 1{,}05I_{ном}$

Наибольший ток возбуждения может определяться как опытным, так и графоаналитическим способом. Для большинства турбогенераторов наибольший ток возбуждения соответствует условию $U = 1{,}05U_{ном}$ и близок к номинальному.

Превышение температуры обмотки ротора следует определять как для номинального, так и для наибольшего тока возбуждения, полученного при отклонении напряжения на ±5% номинального.

Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533-2000 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной по сравнению с номинальной активной нагрузкой, при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения, наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмотки ротора должны быть определены для наибольших значений тока возбуждения, полученных при работе как с номинальной, так и с длительной максимальной нагрузками при отклонении напряжения от номинального до ±5%.

4) Требования к режиму

При проведении каждого опыта должны выполняться следующие требования:

а) Заданная нагрузка, температура охлаждающих сред на входе в генератор, давление и чистота водорода, расход охлаждающей воды через газоохладители и теплообменники, расход дистиллята должны выдерживаться постоянными на протяжении всего опыта до тех пор, пока не будут достигнуты установившиеся превышения температуры всех частей генератора. Температура считается установившейся, если изменение ее в течение часа составит не более 1°С. Время, в течение которого температура достигает установившегося значения, длится обычно от 4 до 5 ч.

б) В течение последних 2 ч опыта режим должен поддерживаться таким образом, чтобы отклонение значений основных измеряемых величин от установленных было не более:

Напряжение статора ..... ±2,0%;
Ток статора .....±3,0%;
Ток возбуждения ..... ±1,5%;
Частота вращения .....±1,0%;
Частота тока ..... ±1,0%;
Температура охлаждающего газа ..... ±1,0 °С;
Температура охлаждающей жидкости ..... ±0,5 °С;
Давление газа ..... ±0,01 МПа;
Расход охлаждающей жидкости ..... ±10%.

Испытание может быть начато как с практически холодного, так и с нагретого состояния генератора. Для сокращения продолжительности испытания целесообразно кратковременно перегрузить генератор в начале испытания, насколько это допустимо из соображений его механической и электрической прочности.

В некоторых случаях при сильных колебаниях напряжения в сети следует на время испытаний отключать регулятор возбуждения;

в) Рекомендуется проводить испытания при температуре охлаждающего газа на входе в генератор, близкой к номинальной (от 35 до 40°С). При питании газоохладителей водой по замкнутому циклу и при наличии рециркуляции нагретой воды это условие легко выполнимо. При отсутствии рециркуляции и в зимнее время для поддержания номинальной температуры газа может потребоваться уменьшение расхода охлаждающей воды до такого значения, при котором возникнут ненормальности в работе газоохладителей (прекращение циркуляции воды в верхних газоохладителях при их горизонтальном расположении, неполное заполнение газоохладителей, разрыв струи воды). Указанные ненормальности приведут к значительным искажениям результатов испытаний. Во избежание этого при отсутствии рециркуляции испытания следует проводить при расходе охлаждающей воды не менее 70% номинального.

Перед испытаниями следует отрегулировать значения температуры газа, выходящего из каждого газоохладителя, так, чтобы они были практически одинаковыми (не отличались друг от друга более, чем на 2°С). Для этого пользуются показаниями ТС, установленных на выходе газа из охладителей. Расходы воды через газоохладители следует регулировать задвижками на сливе при полностью открытых входных задвижках.

г) Испытания должны проводиться при номинальной температуре охлаждающего дистиллята (обычно от 35 до 40°С) и при номинальном его расходе; удельное сопротивление дистиллята не оказывает существенного влияния на тепловое состояние генератора, однако запрещается проводить испытания при величине сопротивления меньшей, чем 100 кОм·см.

д) Испытания должны проводиться при напряжении статора, близком к номинальному. Во время отдельных опытов отклонения средних значений напряжения не должны превышать 5% номинального напряжения.

е) Испытания следует проводить при коэффициенте мощности, близком к номинальному; допускаются отклонения от +0,05 до -0,15.

ж) Записи всех измеряемых величин производятся в начале режима через каждый час, а в последние два часа режима не –реже, чем через каждые 30 мин.

з) При невозможности поддержания температуры охлаждающего газа или дистиллята близкой к номинальной допускается проводить испытания при температуре охлаждающих сред, реально достижимых на месте испытаний. Однако температура газообразной среды должна быть не ниже 10°С, а температура жидкой охлаждающей среды – не ниже точки росы при данном давлении газообразной охлаждающей среды. При нескольких видах охлаждающих сред (газ, вода) разность их температур на входе в генератор должна быть не более 10°С.

5) Обработка результатов испытаний

За последний час каждого опыта необходимо подсчитать средние значения всех измеренных величин, вычислить среднюю температуру холодного газа, определить установившиеся превышения температуры отдельных частей генератора над температурой охлаждающей их среды (холодного газа или дистиллята).

После этого должны быть построены кривые зависимости нагрева обмотки ротора (превышения средней ее температуры $\Delta\vartheta$ над температурой охлаждающей среды – холодного газа) от квадрата тока ротора, зависимости нагрева обмотки статора (превышение температуры $\Delta\vartheta$ над температурой входящего дистиллята) и стали статора (превышение температуры $\Delta\vartheta$ над температурой холодного газа) от квадрата тока статора, а также зависимости разности температур входящего и выходящего охлаждающего дистиллята от квадрата тока статора. Нет необходимости строить кривые нагрева для всех заложенных ТС: должны быть построены зависимости превышения температуры над температурой входящего дистиллята по наиболее нагретому ТС, контролирующему обмотку статора, и превышения температуры над температурой холодного газа по наиболее нагретому ТС, контролирующему сталь статора, от квадрата тока статора. Кроме того, необходимо сравнить между собой значения температуры наиболее и наименее нагретых ТС, полученные во время опыта с номинальной (или близкой к ней) нагрузкой.

Кривые зависимости превышения температуры от квадрата тока для большинства генераторов могут быть с достаточной степенью точности представлены в виде прямых в интервалах от 0,6 $I_{ст.ном.}$ до номинального – для тока статора и от 0,4 $i_{f\,ном}$ до номинального – для тока возбуждения. Для роторов с самовентилируемой обмоткой эта зависимость отклоняется от линейной. Если опыты проводились при токах статора и ротора, меньших, чем номинальные, кривые могут быть экстраполированы до номинальных значений токов при условии, что наибольшие токи при опытах составляли не менее 90% номинальных. При значительном разбросе точек, полученных при различных опытах, следует повторить опыты (полностью или частично).

Целесообразно строить дополнительно к $\Delta\vartheta = f(i^2_f)$ кривые зависимости превышения температуры обмотки ротора от потерь возбуждения $\Delta\vartheta = f(P_f)$, так как при этом учитывается влияние общего уровня нагрева на сопротивление обмотки ротора. В тех случаях, когда температура холодного газа при проведении отдельных опытов была различной или значительно отличалась от номинальной, построение кривых нагрева обмотки ротора в зависимости от потерь является обязательным. Пересчитав зависимость $\Delta\vartheta = f(P_f)$ в зависимость $\Delta\vartheta = f(i^2_f)$ при номинальном или другом заданном постоянном значении температуры холодного газа $\vartheta_{хг}$, строят кривую зависимости превышения температуры обмотки ротора от квадрата тока возбуждения для номинальной (или любой другой) $\vartheta_{хг}$.

По кривым нагрева определяют наибольшие значения температуры обмоток статора и возбуждения и активной стали статора, температуры охлаждающей среды на выходе из обмоток и стали при номинальных нагрузке, коэффициенте мощности, напряжении, температуре охлаждающих сред, давлении и чистоте водорода.

Поскольку в обмотке статора перепад температуры от меди к охлаждающему дистилляту очень мал, температура дистиллята, выходящего из обмотки, может быть принята за среднюю температуру стержней в месте выхода дистиллята. Если наибольшие значения температуры, определенные по кривым нагрева, лежат в пределах, допустимых по стандартам для данного класса изоляции и системы охлаждения генератора, они (с округлением до +5°С) принимаются за наибольшие допустимые в эксплуатации. Если полученные по кривым нагревания значения температуры оказываются выше допустимых по стандартам, нагрузка генератора должна быть снижена до значения, при котором нагревание не будет превышать допустимого по стандартам. Наибольшая допустимая в эксплуатации температура (с округлением в пределах +5°С) указывается в местной инструкции по эксплуатации генератора.

Определяется также температура дистиллята на выходе из обмотки статора и разница температур между показаниями наиболее и наименее нагретых ТС, контролирующих обмотку статора.

В случае, если указанные температуры или их разности оказываются выше, чем указанные заводом-изготовителем или установленные опытом эксплуатации для данного типа генератора, необходимо принять меры для выяснения причин повышенного нагревания.

Разность значений температуры выходящего и входящего охлаждающего газа (определенная при номинальном токе) характеризует уровень отводимых газом потерь генератора и состояние системы его охлаждения; она не нормируется (используется для сравнения при последующих контрольных испытаниях на нагревание) .

Карта допустимых нагрузок генератора составляется на основании кривых нагревания. Исходными условиями при ее составлении являются:

а) сохранение полной мощности (номинальной или максимально длительной) при отклонении напряжения на ±5% номинального; при работе генератора с номинальной и максимальной длительной нагрузкой и напряжением, отличающимся от номинального на ±5%, дополнительное повышение температуры отдельных частей генератора и охлаждающей среды считается допустимым, хотя значение его не нормируется;

б) увеличение мощности генераторов при снижении температуры охлаждающего газа и уменьшение мощности при повышении его температуры согласно заводской инструкции по эксплуатации;

в) поскольку при повышении температуры охлаждающего газа увеличивается нагрев обмотки ротора и стали статора, а нагрев обмотки статора, охлаждаемой непосредственно водой, меняется незначительно, в качестве исходной для карты нагрузок принимают кривую нагрева обмотки ротора; сердечники большинства генераторов серии ТВВ имеют тепловые запасы.

Токи статора определяются и приводятся , соответственно, при трех значениях напряжения: $U_{ном}$; $0{,}95U_{ном}$ и $1{,}05U_{ном}$. При необходимости могут быть указаны и промежуточные значения.

В карте нагрузок приводятся два значения тока ротора – номинальное и наибольшее, определенные согласно п.3.12.

Если в соответствии с ГОСТ 533 генератор может длительно работать с нагрузкой больше номинальной, то это должно быть учтено при составлении карты нагрузок.

В карте нагрузок должны приводиться допустимые токи в обмотках статора и ротора для интервалов температуры не более 5°С. Допустимый ток определяется для наибольшего значения температуры данного интервала.

Карты нагрузок составляются следующим образом:

а) по регулировочной характеристике и построенным диаграммам определяют номинальный и наибольший токи ротора;

б) по кривой нагрева обмотки ротора находят наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмотки ротора для номинального и наибольшего токов ротора;

в) исходя из постоянства наибольшей наблюдаемой температуры обмотки ротора, по кривой его нагревания определяют допустимые токи ротора для интервала температуры холодного газа не более 5°С (от 40 до 55°С); для этого следует использовать кривую нагревания $\Delta\vartheta = f(P_f)$, так как в ней учтено влияние температуры охлаждающего газа на общее нагревание обмотки; допустимый ток возбуждения определяется по формуле:

$$i_f = \sqrt{\frac{P_f}{r_f}}$$

г) по регулировочной характеристике находят токи статора, соответствующие полученным допустимым токам ротора;

д) полученные значения токов статора могут превышать те, которые можно было бы определить, исходя из кривой нагрева стали статора; , соответственно, и температуры стали при этих значениях токов будут несколько выше, чем наибольшая наблюдаемая в эксплуатации температура, определенная для номинального режима; поэтому по кривым нагрева сердечника статора проверяют, не превышают ли температуры, соответствующие полученным токам статора, предельно допустимые значения для данного генератора; если такое превышение имеет место, необходимо ограничить токи статора до значений, при которых допустимая температура сердечника не будет превышена;

е) подсчитывают допустимые токи статора при изменении напряжения на $\pm 5\% U_{ном}$

6 Оценка результатов испытаний

По результатам испытаний определяется соответствие характеристик нагревания испытанного генератора стандартам, техническим условиям на поставку. Генератор соответствует условиям поставки, если значение температуры или превышение температуры его активных частей при номинальных токах меньше или равно тем значениям, которые указаны в стандартах или технических условиях.

Если температура или превышение температуры при номинальном режиме работы выше, чем предусмотрено стандартом, необходимо провести специальные испытания (с установкой дополнительных датчиков температуры) для выяснения и устранения причин повышенного нагревания.

До устранения причин повышенного нагревания вводится ограничение значения токовой нагрузки генератора, исходя из условия обеспечения температур или превышений температуры активных частей не более допустимых значений.

По результатам испытаний оценивается также эффективность модернизации генератора – его обмоток, системы охлаждения.

7. Об автоматизации тепловых испытаний

Описанная выше методика [19] ориентирована на разовое «ручное» проведение тепловых испытаний. Как показала практика, получение и обработка всей необходимой информации для оценки теплового состояния генератора могут быть реализованы системами автоматизированного контроля технологических параметров генератора, что значительно повысит эффективность теплового контроля.

Алгоритмы ввода и обработки данных должны учитывать вышеприведенные требования к режимам нагрузки, параметрам охлаждающих сред, постоянству теплового состояния и прочим параметрам, определяющим достоверность результатов. В этом случае следует ввести дополнительные методы обработки данных теплового контроля, повышающие чувствительность к нарушениям охлаждения активных частей генератора [18]. Например, можно рекомендовать определение и анализ не только превышений температуры стержней обмотки статора, но и так называемых «температурных уклонений»[1], отражающих отличия температур отдельных стержней от средних температур для групп стержней, находящихся в одинаковых условиях охлаждения.

[1] Гуревич Э.И. Температурная диагностика электрических машин / РАН, 1997

14.26. Определение дефектов статора

Дефекты статора выявляют при помощи различных измерений и испытаний, а также путем осмотров. Результаты измерений и испытаний оформляются обычно протоколами, актами, результаты осмотра рекомендуется фиксировать в формуляре осмотра (Приложение 3).

Отыскание местного повреждения корпусной изоляции. При пробое изоляции обмотки статора во время работы место повреждения находят осмотром или методом прожога изоляции напряжением 220 В с последовательно включенной лампой мощностью 300–1000 Вт. При пробое с металлическим замыканием обмотки на землю метод прожога не пригоден; тогда поврежденный стержень обнаруживают, пропуская между одним из выводов поврежденной фазы и корпусом ток 5–10 А. Измерительными клещами (в раскрытом состоянии) определяют стержни, по которым проходит или не проходит ток, и с учетом схемы обмотки выявляют поврежденный стержень.

Если в процессе испытания повышенным напряжением происходит пробой изоляции, то место повреждения находят методом прожога изоляции. Для обнаружения дефектного стержня в обмотке с сухой (неотсыревшей) изоляцией, выдержавшей испытание, но с токами утечки, превышающими допустимые, необходимо распаять дефектную фазу обмотки, разделив ее на две половины, и измерить токи утечки в каждой части. С дефектной половиной фазы (с высокими значениями тока утечки) поступают, как описано выше, до выявления поврежденного стержня.

Нарушения крепления и повреждения изоляции в лобовых частях обмотки статора. Ослабление системы крепления обмотки является характерной неисправностью обмотки статора [21, 22]. Вибрация лобовых частей обмотки генератора не контролируется в процессе эксплуатации. Поэтому нарушение крепления лобовых частей может быть обнаружено только при осмотрах лобовых частей обмотки статора по ряду признаков:

ослабление, истирание и/или разрывы шнуровых вязок крепления вентиляционных экранов и сегментов;

ослабление и разрывы шнуровых вязок крепления лобовых дуг;

смещение и/или выпадение дистанционных изоляционных распорок;

истирание изоляции лобовых частей изоляционными деталями крепления;

желтый налет стеклотекстолитовой пыли на лобовых частях;

нарушение монолитности замазки между коробками головок и стеклотекстолитовыми кольцами, ослабление распора между коробками головок;

ослабление болтов крепления кронштейнов;

следы смещения бандажных колец относительно кронштейнов;

провисание «корзинки» лобовых частей (зазоры между кронштейнами и бандажными кольцами).

Нарушение крепления соединительных и выводных шин со стороны возбудителя проявляется в следующих признаках:

подвижность шин;

ослабление и разрывы шнуровых вязок шин;

нарушение креплений кронштейнов;

истирание изоляции и колодок в кронштейнах;

смещение и/или выпадение распорок, прокладок и колодок;

зазоры между шинами и крепежными деталями.

Ослабление крепления лобовых частей и шин обмотки приводит к повышению вибрации или всей «корзинки» лобовых частей, или локально –отдельных групп стержней, или (и) соединительных и выводных шин под действием электродинамических и инерционных сил.

Чаще всего вибрация вызывает истирание изоляции лобовых частей или (и) соединительных и выводных шин, а также перетирание шнуровых вязок изоляционных деталей

крепления (распорок, сегментов, экранов и т.д.) и истирание (износ) этих деталей. Реже происходят усталостный излом изоляции и элементарных (в т.ч. полых) проводников, появляются трещины в соединительных и выводных шинах. Интенсивное глубокое (до меди) истирание изоляции может привести к пробою изоляции при высоковольтных испытаниях обмотки или в работе турбогенераторов. В этом случае возможно также попадание водорода в дистиллят и увлажнение изоляции при нарушении целости полого проводника.

Истирание корпусной изоляции лобовых частей обмотки, соединительных и выводных шин обычно выявляется при осмотре по наличию продуктов истирания (износа). Однако для мощных генераторов, на которых лобовые части закрыты изоляционными сегментами и деталями крепления, выявление этого дефекта практически невозможно без разборки указанных деталей, особенно в начальной стадии. Поэтому рекомендуется контроль с помощью эндоскопической аппаратуры в местах непосредственного соприкосновения верхнего стержня с нижним и в местах их соприкосновения с межслоевой выкладкой. Наилучшим инструментом для этого вида контроля являются видеоскопы. Глубина истирания оценивается по объему продуктов истирания.

Для решения вопроса о степени опасности истирания изоляции в [21] рекомендуются следующие критерии:

1) $E_o \geq E$,

где E_o – величина напряженности электрического поля в месте непосредственного соприкосновения лобовых частей;

$$E_o = \frac{U_p}{t-h},$$

$E = \frac{1{,}5U_{ном}}{t}$ – испытательная напряженность электрического поля, кВ;

U_p – разность потенциалов в месте истирания, кВ (см. ниже);

t – односторонняя толщина корпусной изоляции стержня, мм;

h – глубина истирания, мм;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора, кВ;

2) $I_{ут} > 200$ мкА,

где $I_{ут}$ – величина тока утечки в месте истирания изоляции на эвольвентном участке лобовой части (см. ниже)

Истирание признается:

не опасным, если $E_o < E$ и $I_{ут} < 100$ мкА;

опасным, если $E_o < E$ и $I_{ут} > 200$ мкА;

аварийным, если $E_o \sim E$ и $I_{ут} > 200$ мкА.

Истирание изоляции лобовых частей обмотки статора считается опасным и требующим перемотки статора, если обнаружено не менее трех нижних стержней с глубиной истирания изоляции, превышающей более ½ толщины изоляции (чертежный размер) [21].

Определение разности потенциалов в месте истирания изоляции стержней обмотки статора выполняется с помощью цифровой схемы обмотки статора, которая составляется на основании электрической схемы. Пример цифровой схемы для генератора типа ТВВ-200-2А показан на рис.14-7 [21]. Вверху схемы изображены нулевые выводы, а внизу – линейные. Короткими вертикальными отрезками показаны пазовые части верхнего и нижнего стержней, горизонтальными – лобовые части, соединенные в головках. Чередование сторон статора: лобовая часть стержня, соединенная с выводом – сторона «В» (сторона возбудителя), ниже – сторона «Т» (сторона турбины) и т.д. Лобовая часть, соединенная с линейным выводом, находится на стороне «В».

Фазное напряжение $U_ф$ стержня, соединенного с линейным выводом, равно:

$$U_ф = \frac{U_н}{1{,}73},$$

где $U_н$ – номинальное напряжение генератора.

Фазное напряжение любого стержня U_i определяется по формуле:

$$U_i = \frac{U_\phi n_i}{n},$$

где n_i – порядковый номер стержня на цифровой схеме, n – число стержней в параллельной ветви.

Если истирание изоляции возникло между стержнями одной фазы (номера стержней *i* и *j*), то разность потенциалов ΔU между ними равна разности фазных напряжений, определенных по цифровой схеме

$$\Delta U = U_i - U_j$$

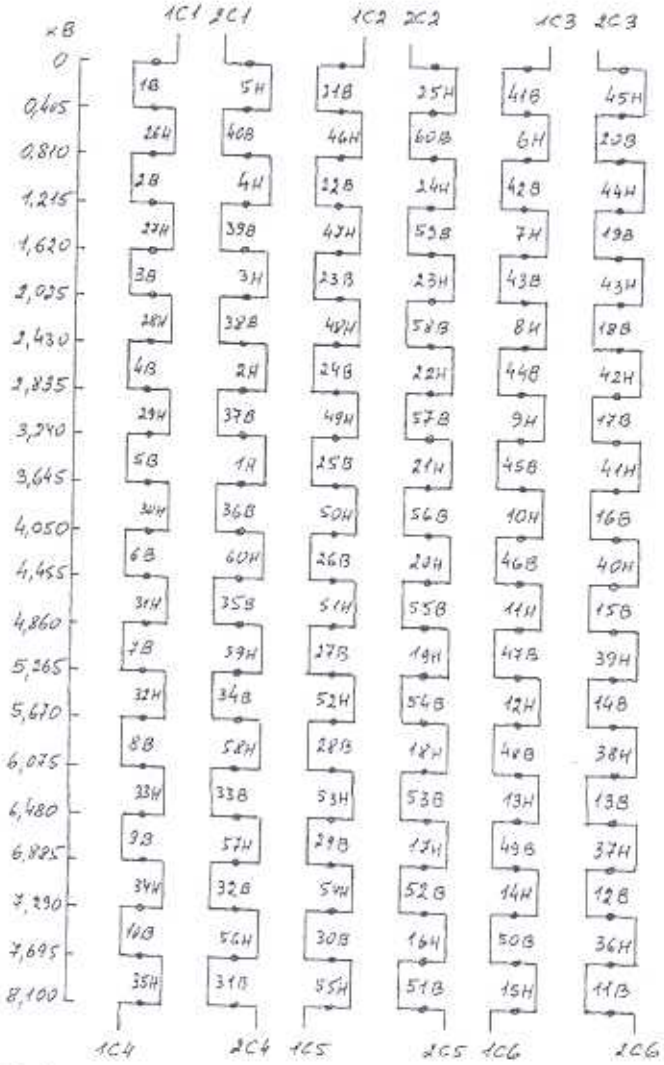


Рис. 14-7. Цифровая схема обмотки статора генератора ТВВ-200-2А:
1В – номер верхнего стержня; 26Н – номер нижнего стержня; —●— головка обмотки. Шкала слева – фазное напряжение стержня, кВ.

Если истирание изоляции возникло между стержнями разных фаз, то разность потенциалов между ними ΔU определяется по формуле:

$$\Delta U=\sqrt{(075U^2_i+(0,5U_i+U_j)^2)},$$

где U_i и U_j – рабочие фазные напряжения i-того и j-того стержней, кВ.

Оценка тока утечки на участке обмотки статора производится с помощью электрода, установленного на дефектное место (или рядом с ним) при подаче на него ступенями выпрямленного напряжения при заземленной токоведущей части обмотки. [21, 22]

Подача напряжения должна осуществляться (во избежание прожога изоляции) от маломощного источника выпрямленного напряжения.

Предпочтительно использовать комплексные устройства, содержащие такой источник, а также необходимые приборы и приспособления[1].

Подготовительные работы выполняются после испытаний обмотки статора и очистки лобовых частей обмотки от загрязнений в следующем объеме:

провести осмотр всех лобовых частей и отметить мелом неисправности изоляции (истирание глубиной более 1 мм, изломы, забоины, разрывы, проколы);

выбрать готовый или изготовить электрод П или Г-образной формы, из полосовой латуни или стали толщиной 0,4–0,8 мм, шириной 10–20 мм, согнутой по контуру поперечного сечения лобовой части; длина электрода должна быть больше высоты широкой грани лобовой части на 10 мм;

закрепить электрод на конце оперативной штанги на напряжение 35 кВ переменного тока (рис. 14-8, 14-9);

соединить электрод гибким медным проводом с устройством контроля изоляции;

если есть истирание изоляции металлических бандажных колец о лобовые части нижних стержней, то проткнуть изоляцию каждого бандажного кольца заостренным щупом до металла бандажного кольца (место – середина группы стержней одной ветви), затем соединить медным проводом эти щупы между собой в один электрод и соединить с устройством контроля изоляции лобовых частей;

заземлить обмотку статора.

Рис. 14-8. Контроль изоляции головок обмотки статора генератора с помощью комплекса КВИС-40 [22]

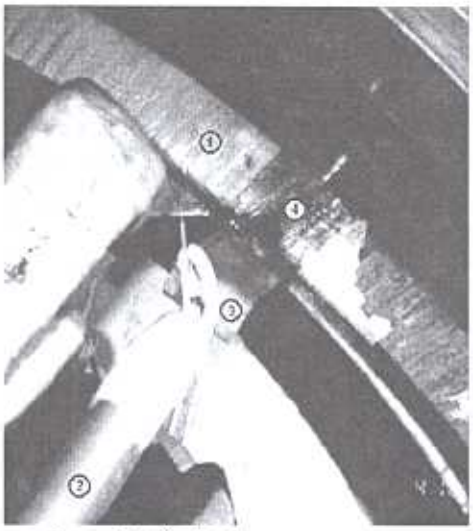


Рис. 14-9. Дефект изоляции кольцевой соединительной шины турбогенератора ТВФ-63 [22]: 1 – соединительная шина, 2 – высоковольтная штанга, 3 – электрод, 4 – место повреждения изоляции

Измерения тока утечки проводятся в следующем порядке:

включить устройство контроля изоляции, отведя оперативную штангу от корпуса генератора или других заземленных конструкций;

поднять напряжение до величины 1,6 $U_{ном}$ (первая ступень, соответствующая испытанию переменным напряжением, равным $U_{ном}$);

[1] «Комплекс высоковольтный испытательный КВИС-3», изготовитель – фирма «Электротехнические системы-1», г. Санкт-Петербург.

установить штангой электрод на неисправный участок лобовой части или непосредственно рядом с ним, но не ближе, чем на 50 мм от края высокоомного (пазового) полупроводящего покрытия стержней, и определить ток утечки;

не снимая электрод, увеличить напряжение до 2,4 $U_{ном}$ (вторая ступень, соответствующая испытанию переменным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$) и произвести измерение тока утечки.

Опасность неисправности оценивается по следующим критериям:

если величина тока утечки на второй ступени меньше величины 100 мкА, то диэлектрический барьер изоляции стержня или бандажного кольца в месте предполагаемого дефекта не поврежден;

если величина тока утечки на первой ступени превышает 200 мкА, то пробивное напряжение изоляции или бандажного кольца в месте дефекта считается ниже $U_{ном}$, а сама неисправность подлежит устранению.

Описанный метод выявления и оценки опасности местных дефектов высоковольтной изоляции, вызванных истиранием из-за вибрации лобовых дуг, может применяться и для выявления другого опасного дефекта – увлажнения изоляции из-за потери герметичности водяного тракта охлаждения обмотки статора, что особенно важно для генераторов с напряжением 24 кВ (Приложение 11).

Эндоскопический контроль статора [18, 22] рекомендуется для выявления различных дефектов обмотки и сердечника статора в ситуациях, когда затруднен доступ к обследуемым узлам. Так, при осмотре расточки статора без вывода ротора определяются:

смещение концевых клиньев;

ослабление пазовых клиньев;

забоины коронок зубцов;

сужение вентиляционных каналов;

выступание пазовых клиньев над коронками зубцов;

загрязнение расточки и вентиляционных каналов;

наличие продуктов коррозионного износа активной стали;

наличие следов повышенного нагрева;

ослабление прессовки крайних пакетов сердечника;

остаточная деформация нажимных пальцев.

При осмотре пазов без выемки стержней определяются:

наличие или отсутствие зазора между дном паза и прокладкой или между прокладкой и нижним стержнем;

наличие или отсутствие прокладки на дне паза;

наличие или отсутствие прокладки между стержнями;

наличие или отсутствие подклиновых прокладок;

наличие или отсутствие зазора между клином и подклиновой прокладкой;

наличие или отсутствие боковых прокладок;

состояние асболавсановой ленты (возможное повреждение пазовым разрядом, следы истирания стержней).

При осмотре лобовых частей обмотки без разборки креплений и экранов определяются:

состояние изоляции на выходе стержней из пазов (истирание, изломы, прорезание) в зазорах между прямолинейными участками лобовых частей;

состояние изоляции эвольвентных участков лобовых частей (истирание изоляции, повреждения посторонними предметами);

наличие посторонних предметов (в т.ч. металлических);

состояние узлов крепления и пружинящих элементов;

состояние затяжки гаек стяжных ребер (призм) сердечника.

Ультразвуковой метод выявления дефектов и контроля плотности прессовки активной стали основан на измерении времени распространения ультразвуковых колебаний

на частотах около 60 кГц поперек листов в пакетах активной стали и в системе «нажимной палец – крайний пакет» (рис. 14-10).

Измерения выполняют на всех зубцах третьих-четвертых крайних пакетов и дополнительно – по расточке и спинке статора. Прессовка считается ослабленной, если среднее время распространения ультразвуковых колебаний имеет следующие значения [16]:

на нажимном пальце – более 20 мкс;

на зубцах незапеченных пакетов – более 2 мкс на 1 мм толщины пакета;

на зубцах запеченных пакетов – более 1 мкс на 1 мм толщины пакета.

Применяются также следующие критерии для оценки степени ослабления прессовки[1]:

Таблица 14-14. Критерии оценки состояния прессовки активной стали статоров турбогенераторов ультразвуковым методом

Среднее время распространения ультразвуковых колебаний (мкс)			*Состояние зубцов крайних пакетов*
На нажимном пальце и вентиляционной распорке	На мм толщины пакета		
	Незапеченный пакет	Запеченный пакет	
Менее 15	Менее 1,5	Менее 0,8	*Хорошее*
15 – 20	1,5 – 2	0,8 – 1,2	*Удовлетворительное*
20 – 40	2 – 2,5	1,2 – 1,8	*Начальная стадия ослабления*
Более 40	Более 2,5	Более 1,8	*Предаварийное ослабление плотности прессовки*

Выявленные с помощью ультразвукового метода ослабленные и распушенные зубцы, а также ослабленные нажимные пальцы необходимо дополнительно проверить с помощью ножа-щупа и отвертки для разработки конкретных рекомендаций по уплотнению зубцов стальными немагнитными или стеклотекстолитовыми клиньями-заполнителями.

Определенное с помощью ультразвукового метода распределение давления прессования дает возможность более точно оценить техническое состояние активной стали, эффективность возможных мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон к эксплуатационным воздействиям, обосновать возможность работы турбогенератора в режимах недовозбуждения, а также внести необходимые изменения в планируемые ремонты.

При значительных распушениях и разрушениях зубцов крайних пакетов выполняют дополнительный ультразвуковой контроль в процессе и после окончания ремонта зубцов активной стали.

Для оценки плотности прессовки используется экспериментальная зависимость скорости распределения ультразвуковых колебаний по шихтованному пакету от усилия сжатия с учетом особенностей конструктивного исполнения сердечника статора.

По полученным результатам оцениваются: распределение давления прессовки сердечника, соответствие нормативным требованиям [16], а также определяются ослабления прилегания нажимных пальцев к коронкам зубцов крайних пакетов, ослабления вентиляционных распорок между пакетами активной стали и зубцы с ослабленной прессовкой, в том числе и расположенные под эпоксидной замазкой. Последнее касается тех случаев, когда на статоре выполнено «замоноличивание» зубцов крайних пакетов с нанесением эпоксидной замазки на их скошенную поверхность и осмотр с использованием ножа-щупа невозможен.

[1] Типовая инструкция «Проведение ремонта и модернизации активной стали с использованием современных методов диагностики и контроля технического состояния статоров турбогенераторов», Москва, Корпорация ЕЭК, 1999 г.

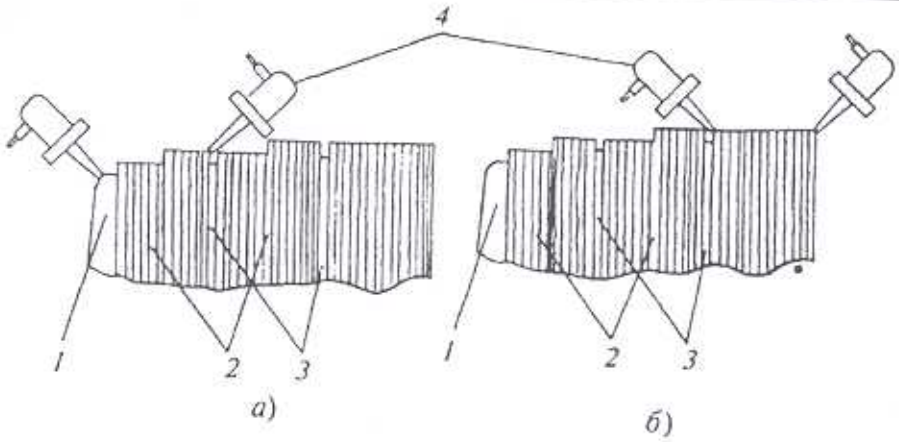


Рис. 14-10. Схема измерений при проведении ультразвукового контроля сердечника статора:
а) на системе нажимной палец – первый пакет; *б)* на отдельном пакете; 1 – нажимной палец;
2–активная сталь; 3– вентиляционные распорки; 4–датчики [6]

При этом распушение зубцов под замазкой обычно не выявляется, но в случае возникновения выкрашивания распушенных зубцов повышается вероятность повреждения изоляции стержней обмотки статора из-за того, что вследствие наличия замазки затруднен выход в расточку обломков активной стали, которые под действием поля стремятся сместиться в тангенциальном направлении по ходу вращения ротора.

Значительным недостатком описанного метода ультразвукового контроля активной стали является ошибка измерения, возникающая вследствие «замасливания» активной стали. При наличии масла между сегментами активной стали результат контроля может не соответствовать фактическому состоянию прессовки.

Тепловизионный (инфракрасный) контроль статора [15] может проводиться при помощи тепловизионной аппаратуры (термографов) с разрешающей способностью не менее 0,1 °С, предпочтительно со спектральным диапазоном 8–12 мкм. В качестве примера можно привести портативный компьютерный термограф ИРТИС-2000 (разд. 12) с максимальной чувствительностью 0,02 °С, с точностью измерения ±1 °С при диапазоне измерений от -40 °С до 2000 °С; масса прибора 1,45 кг.

Состояние стали статора проверяется термографом (тепловизором) в случаях, указанных в п.14.23 при проведении испытания стали статора турбогенератора. Снимаются термограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем в течение 1–2 ч через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. Термограммы снимаются для зубцовой части статора и всей внутренней поверхности расточки статора при обесточенной намагничивающей обмотке. По снятым термограммам определяются: наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов. Эти величины не должны превышать 25 и 15 °С. Кроме того выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается их допустимость.

Контроль паек лобовых частей обмотки статора производится термографом (или другим тепловизионным индикатором) при снятых торцевых щитах генератора в случаях, указанных в п.14.15. При установившемся тепловом режиме снимаются термограммы паек лобовых частей по расточке статора при протекании по обмотке постоянного тока величиной (0, 5–0,75)$I_{ном}$. В процессе тепловизионного контроля составляется тепловая карта (термограмма) с температурами на поверхности коробочек паяных контактных соединений. В качестве репера используется поверхность изолирующей коробочки паяного контактного соединения, стержень которого имеет термопару на меди.

Тепловизионный контроль корпуса работающего генератора (снаружи) перед выводом в ремонт позволяет оценить:

нагрев концевых выводов,

нагрев коробки выводов,

нагрев болтов крепления торцевых щитов,

неравномерность распределения нагрева охлаждающей воды в охладителях и др.

14.27. Определение дефектов ротора

Дефекты ротора выявляют при помощи различных измерений и испытаний, а также путем осмотров. Результаты измерений и испытаний оформляются обычно протоколами, актами, результаты осмотра рекомендуется фиксировать в формуляре осмотра (Приложение 3).

Определение повреждения корпусной изоляции. Кроме устойчивого повреждения, в практике эксплуатации встречается снижение сопротивления изоляции, изменяющееся в зависимости от частоты вращения или токовой нагрузки ротора. При неустойчивом значении сниженного сопротивления изоляции последнюю прожигают напряжением 220 В, подаваемым через ограничивающий резистор (электролампа мощностью 200–1000 Вт), выбирая режим, при котором сопротивление изоляции минимально. Прожигание продолжают до появления устойчивого нарушения изоляции (не более 1000 Ом при неподвижном роторе).

Предварительное определение места устойчивого повреждения изоляции производят следующими методами:

На работающем генераторе определяют положение места повреждения относительно конца обмотки, измеряя изоляцию цепи возбуждения вольтметром (рис. 14-11).

Сопротивление изоляции R определяют по формуле, МОм:

$$R = r_v [U/(U_1+U_2) - 1]\cdot 10^{-6}$$

где U–напряжение между контактными кольцами, В; U_1, U_2 – напряжения между валом и, соответственно, первым и вторым контактными кольцами, В; r_v – внутреннее сопротивление вольтметра, Ом. Наименьшая погрешность измерения обеспечивается при применении вольтметра, значение внутреннего сопротивления которого близко к значению сопротивления изоляции.

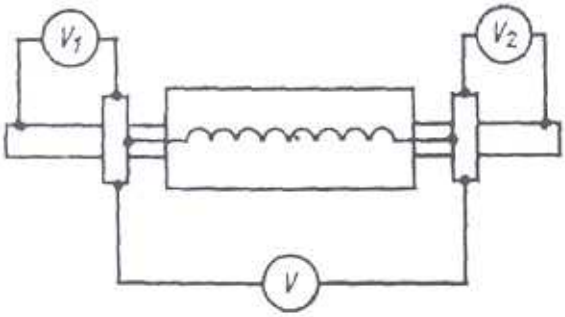


Рис. 14-11. Измерение сопротивления изоляции вольтметром [1]

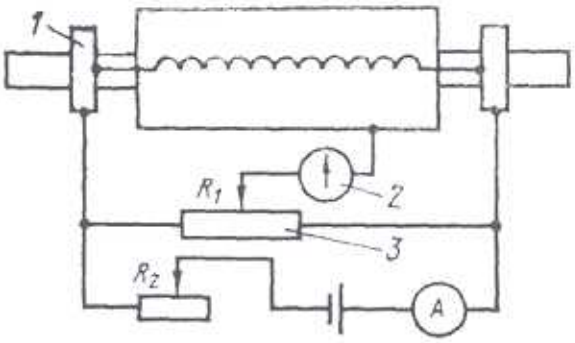


Рис. 14-12. Определение места замыкания на корпус по мостовой схеме [1]:
1 – первое контактное кольцо;
2 – гальванометр; 3 – реостат

Если известно, что повреждение находится в обмотке ротора (а не во внешней цепи возбуждения), то длина L, измеренная по меди обмотки, %, от первого контактного кольца до участка с пониженной изоляцией, может быть определена по формуле:

$$L = 100 \cdot U_1/(U_1+U_2).$$

При остановленном и вынутом роторе место повреждения определяют в соответствии с рис. 14-12. Меняя соотношение плеч реостата R_1 и R_2, добиваются устойчивого положения стрелки гальванометра на нуле.

Длина обмотки L, измеренная по меди, %, от первого контактного кольца до участка с пониженной изоляцией, определяется по формуле:

$$L = 100 \cdot R_1/(R_1+R_2).$$

После предварительного определения местоположения дефекта производится чистка обмотки. Особое внимание следует обратить на изоляцию токоподводов. Чистку изоляции не следует производить при закрепленном прожигом неустойчивом повреждении изоляции или при металлическом замыкании. Если в результате очистки изоляции ее сопротивление не восстанавливается, от катушек отсоединяются токоподводы для измерения сопротивления изоляции по участкам.

Методика точного определения места дефекта зависит от характера повреждения изоляции. При сопротивлении изоляции от 10 кОм и выше, найти место повреждения электрическими методами практически невозможно. При загрязнении изоляции маслом ее следует промыть негорючим моющим составом с последующей сушкой. Стеклянную изоляцию, выполненную на основе эпоксидно-резольного лака, иногда промывают конденсатом с последующей сушкой постоянным током. При невозможности повысить сопротивление изоляции указанным способом следует снять бандажи, провести повторную очистку, после чего испытать обмотку повышенным напряжением 50 Гц, 1000 В в течение 1 мин. При отсутствии пробоя обмотку распаивают на части для измерения сопротивления изоляции отдельных участков. Пониженное сопротивление изоляции при отсутствии местных дефектов дает основание для полной перемотки обмотки.

Если сопротивление изоляции не превышает нескольких кОм и не увеличивается после чистки, место повреждения находят до снятия бандажей методом измерения падения напряжения на валу ротора (рис. 14-13). Через вал от источника постоянного тока пропускается ток 500–1500 А. Падение напряжения между одним из контактных колец и бочкой ротора измеряется гальванометром или милливольтметром с ценой деления не более 0,1 мВ, подключенным к металлическому щупу. Место повреждения находится в той поперечной плоскости ротора, в которой показание гальванометра снизится до нуля.

Снимают бандажное кольцо, расположенное со стороны места повреждения. Если сопротивление изоляции не восстановилось, то определяют замкнутый на корпус виток обмотки методом, показанным на рис. 14-14. Для этого через обмотку ротора пропускают постоянный ток от 10 до 20 А. Милливольтметром с подключенным к нему щупом измеряют падение напряжения между валом (в любой его точке) и каждым из витков обмотки (в лобовой части). Прибор дает минимальное показание на витке, примыкающем к месту повреждения. Место повреждения по длине витка уточняют измерением падения напряжения между валом и медью витка на углах. Испытание можно производить также током 50 Гц.

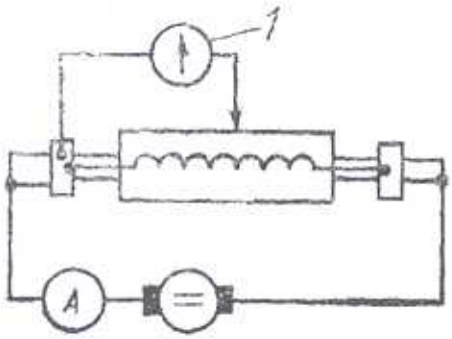


Рис.14-13. Определение места повреждения по длине вала ротора:
1 – гальванометр

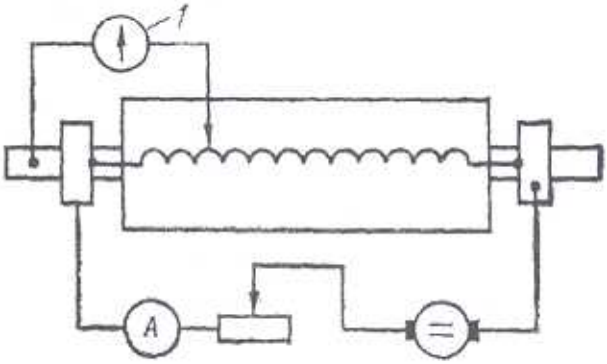


Рис.14-14. Определение места повреждения при снятых бандажных кольцах:
1 – гальванометр

Для роторов турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки, когда имеется возможность специальным щупом войти в контакт с верхним витком, измерение по схеме на рис. 14-14 может быть выполнено без снятия бандажных колец.

Если величина сопротивления изоляции, измеренная мегаомметром, близка к нулю, дефектное место обнаруживают прожиганием изоляции от сети 220 В через ограничивающий резистор (осветительную лампу 200–1000 Вт), наблюдая за появлением дыма. Можно применять также методику, изложенную выше (рис. 14-13 и 14-14).

Следует отметить, что при проведении поиска места замыкания вышеуказанными методами необходимо быть уверенным в отсутствии двойного замыкания.

Определение наличия и места витковых замыканий. Витковые замыкания обмотки на вращающемся роторе обнаруживают по следующим признакам:

по вибрации подшипников, амплитуда которых меняется в зависимости от силы тока возбуждения ротора;

по току ротора (из контрольного измерения);

по характеристикам холостого хода и короткого замыкания;

по полному сопротивлению обмотки и его зависимости от частоты вращения ротора.

Только значительное количество сосредоточенных витковых замыканий заметно влияет на уровень вибрации подшипников двухполюсного генератора. Однако анализ спектрального состава виброперемещений позволяет делать выводы о появлении витковых замыканий по наличию четных гармонических составляющих.

Измерение полного сопротивления обмотки в зависимости от частоты вращения позволяет определить наличие неустойчивых витковых замыканий (по скачкообразному изменению сопротивления).

Витковые замыкания на неподвижном роторе можно выявить, сравнивая полное сопротивление его обмотки с ранее известным на исправном роторе. Сравнительные измерения должны производиться при одинаковом напряжении и в том же состоянии ротора (заведен или выведен он из статора, надеты бандажи или сняты и пр.).

Витковые замыкания также выявляют по измерению сопротивления постоянному току в холодном состоянии и специальными приборами. Количество замкнутых витков можно оценить, сопоставляя характеристики короткого замыкания, величины номинального тока ротора и сопротивления обмотки постоянному току, измеренные при заведомо исправном состоянии ротора и в период данного ремонта.

При снятых бандажных кольцах витковые замыкания можно обнаружить после подключения обмотки на переменное напряжение, величина которого соответствует 2,5–5 В на один виток. Замкнутые витки обнаруживают по нагреву наощупь. Место виткового за-

мыкания можно определить, измеряя вольтметром падение напряжения между соседними парами витков на углах катушек.

Эндоскопический контроль ротора рекомендуется для выявления различных дефектов ротора при затрудненном доступе. Так, без вывода ротора определяются признаки коррозионного растрескивания бандажных колец и стопорных гаек.

На выведенном роторе без разборки бандажного узла под бандажными кольцами (через отверстия звездочки вала ротора) проверяется отсутствие посторонних предметов, состояние меди лобовых частей, витковой и межкатушечной изоляции; оценивается опасность нарушения системы крепления лобовых частей и смещения витков; определяется целостность и чистота концов пазовых гильз, состояние сегментов подбандажной изоляции, т.е. отсутствие прогаров и токопроводящих мостиков.

В вентиляционных каналах пазовой части ротора с форсированным охлаждением проверяется механическая целостность изоляционной гильзы, отсутствие прогаров, загрязнений на ней и на пазовом клине, отсутствие закупорок, отсутствие выползания витковой изоляции, определяются цвета побежалости на меди, качество укладки «улитки» на дно паза.

Осмотр и дефектоскопия бочки ротора проводятся в целях своевременного обнаружения трещин и предотвращения повреждения роторов [16].

Для турбогенераторов серии ТГВ 200-500 МВт НПО «Электротяжмаш» (г. Харьков) выполняется следующий объем работ:

При осмотре бочки ротора со снятием бандажных колец:

осмотр посадочных поверхностей бочки ротора, мест контакта клиньев и зубцов в концевой зоне, мест стыка пазовых клиньев в большом зубе с помощью лупы кратностью 4–10; при осмотре следует учитывать, что наиболее часто встречаются дефекты типа подкалов, подгаров и трещин, признаками которых являются вспучивания краски, цвета побежалости, повышенная твердость металла, брызги от подплавленных дюралюминиевых клиньев на расточке статора;

расклиновка ротора – в случае обнаружения дефектов на стыках пазовых клиньев в большом зубе, а затем осмотр стыков клиньев на всей поверхности бочки ротора, коронок зубцов в большом зубе, мест контактов клиньев и зубцов в концевой зоне (в том числе – по всей коронке).

При осмотре бочки ротора без снятия бандажных колец следует:

произвести осмотр поверхности бочки ротора в местах стыка пазовых клиньев, мест вблизи носика бандажных колец, в том числе кольцевых канавок, а также торцевой поверхности бандажных колец;

при обнаружении цветов побежалости, подгаров, подкалов и трещин на бочке ротора произвести осмотр с помощью лупы кратностью 4–10, как указано выше.

После длительного несимметричного режима с $I_2 > 8\%\ I_н$ и во всех случаях, когда $I^2_2 \cdot t > 8$ с, выполняется следующий осмотр бочки ротора: после снятия бандажных колец и расклиновки ротора производится осмотр посадочных поверхностей бочки ротора, мест контакта клиньев и зубцов в концевой зоне и мест стыка пазовых клиньев, а также коронок зубцов внутри паза.

В случае обнаружения дефектов следует произвести дефектоскопию поверхностей, на которых обнаружены дефекты. Методы дефектоскопии должны обеспечивать выявление трещин и подкаленных участков. Рекомендуется применять магнитопорошковый метод контроля по ГОСТ 21105-87 и капиллярный метод (цветная дефектоскопия) по ГОСТ 18442-80. Допустимо применение и других методов дефектоскопии.

Выявление подкаленных участков производится металлографическим методом, травлением раствором азотной кислоты в этиловом спирте или измерением твердости.

Превышение твердости на 40 единиц и более по Бринеллю (Виккерсу) по сравнению с основным металлом свидетельствует о наличии подкала.

657

При проведении травления исследуемый участок необходимо ограничивать пластилином, надежно предотвратив затекание кислоты на другие участки. Участок травления после дефектоскопии следует нейтрализовать 10% раствором соды, тщательно промыть водой и просушить. Целесообразно зачистить травленую поверхность наждачной шкуркой.

Для турбогенераторов ТВВ мощностью 165–1200 МВт и ТВФ мощностью 60–120 МВт при ремонтах с выводом ротора выполняется тщательный осмотр кольцевых канавок, галтелей и вентиляционных зубцов ротора с помощью лупы кратностью 4–10. Осмотр роторов турбогенераторов серии ТВВ проводится в следующем порядке:

снять вентиляторы со стороны турбины и возбудителя;

вынуть и замаркировать клинья вентиляционных пазов и по три клина из каждого паза токоподвода;

зачистить опорные поверхности типа «ласточкин хвост» всех освобожденных пазов, а также вентиляционных клиньев и клиньев токоподвода; осмотр клиньев, имеющих антифреттинговое покрытие, производится без зачистки опорных поверхностей;

произвести при необходимости запиловку острых кромок клиньев с радиусом 1–1,5 мм;

произвести осмотр поверхностей вала между центрирующим кольцом и вентилятором, осмотр и дефектоскопию зачищенных поверхностей.

Найденные дефекты поверхностей вала в виде следов коррозии и иных повреждений (изъязвления, риски, раковины и т.д.) необходимо удалить при помощи зачистки и зашлифовки. Выявленные трещины надо полностью удалить путем местной зачистки шлифовальным камнем (зерно не грубее № 40). Местные выработки должны иметь плавные переходы. Полнота удаления трещин контролируется с помощью лупы кратностью 4–10 и окончательно проверяется цветной дефектоскопией.

Во всех случаях обработки поверхностей их шероховатость должна иметь R_a не более 1,25 мкм.

На валу ротора допускаются выборки протяженностью до 30 мм, шириной до 15 мм, глубиной до 20 мм и общей площадью до 20000 мм^2.

При выявлении трещин протяженностью более 30 мм и глубиной более 20 мм размеры выборок, их количество и расположение должны быть согласованы с заводом-изготовителем турбогенератора.

При капитальных ремонтах турбогенераторов типа ТВ-60-2 и ТВ2-30-2 проводится:

– щательный осмотр поверхностей галтельных переходов вала ротора с диаметра 350 мм на диаметр 450 мм с обеих сторон вала;

– осмотр состояния поверхностей внутренних и наружных щитов генератора в целях обнаружения возможных утечек воды из газоохладителей;

– цветная дефектоскопия поверхности галтелей вала для диагностирования зарождающихся трещин (при каждом ремонте с выемкой ротора);

– дополнительная шлифовка поверхности галтелей при обнаружении на них рисок, раковин, изъязвлений и т.д.;

При обнаружении трещин вала ротора, выявленных при осмотрах или дефектоскопии, включать генератор в работу нельзя.

Осмотр и дефектоскопия бандажных колец и элементов бандажного узла [16] проводятся в целях своевременного обнаружения трещин и предотвращения повреждения бандажных узлов. Периодичность осмотра бандажных узлов указана в табл. 5-5 (раздел 5). При ремонтах турбогенераторов с выводом ротора без снятия бандажей очищенные от грязи и масла бандажные кольца, защитные и накидные гайки осматриваются и проверяются с помощью лупы на отсутствие коррозионных трещин и других дефектов.

В турбогенераторах с бандажными узлами, выполненными из коррозионно нестойкой стали и покрытыми защитной антикоррозионной эмалью, осмотр осуществляется в местах нарушения эмалевого покрытия наружных поверхностей элементов бандажных узлов, а также на сомнительных участках поверхности, очищенных от эмали для осмотра.

При обнаружении коррозионных трещин или других дефектов бандажное кольцо надо снять, затем кольцо и вспомогательные элементы бандажного узла очистить до чистого металла, произвести осмотр и проверку с помощью лупы кратностью 4–10.

Наиболее часто на бандажных кольцах и вспомогательных элементах встречаются следующие дефекты:

трещины, язвины контактной коррозии, подгары и оплавления на посадочной поверхности и носике бандажного кольца;

язвины и трещины, которые могут поражать любой участок поверхности бандажного кольца или вспомогательного элемента;

оплавления, подгары и трещины на внутренней и наружной поверхностях бандажного кольца вследствие замыканий в лобовых частях обмотки ротора и статора.

В начальной стадии коррозионное растрескивание проявляется в виде коррозионных язвинок, чаще всего концентрирующихся на внутренней поверхности в местах наиболее вероятной конденсации влаги, например, по местам стыков сегментов подбандажной изоляции, в резьбовых соединениях, по границам контакта с зубцами ротора, в местах перехода от резьбовой части к конической и др. Признаки общей коррозии при этом чаще всего отсутствуют. Под язвинами, подгарами, оплавлениями, как правило, имеются трещины. Трещины, возникающие на поверхности накидных гаек и в резьбовой части бандажных колец могут ориентироваться как в тангенциальном, так и в аксиальном направлениях.

Все обнаруженные при осмотре дефекты должны быть удалены (см. раздел 5). Общая проточка бандажного кольца производится для удаления сети коррозионных трещин. Глубина и площадь местных выборок не должны превышать значений, указанных в табл. 5-6. Полнота удаления дефектов контролируется визуально и лупой кратностью 4–10. Затем производится обследование всей поверхности бандажного кольца или вспомогательного элемента. Методы дефектоскопии должны обеспечивать выявление трещин с шириной раскрытия 1–2 мкм; предпочтительно применение метода цветной дефектоскопии.

Применение других методов дефектоскопии допустимо в сочетании с металлографическим контролем, проводимым в соответствии со следующими требованиями: металлографические шлифы травить 10–15% раствором азотной кислоты в этиловом спирте, ограничив участок травления пластилином и надежно предотвратив растекание раствора за пределы шлифа; продолжительность травления не должна превышать 5 мин; после травления участок необходимо нейтрализовать 10% раствором соды, тщательно промыть водой и просушить; для просмотра шлифов использовать микроскоп ММУ-1 или лупы кратностью 20–30; по окончании контроля поверхность шлифов зачистить до полного удаления следов травления (зернистость последней шкурки № 3–5).

Для цветной дефектоскопии бандажных колец рекомендуется использовать индикаторные наборы с пенетрантами (проникающими красителями) любых фирм, при условии, что они позволяют выявить трещины с раскрытием 1–2 мкм. Завод «Электросила» применяет наборы фирмы «HELLING» (серия NORD-TEST, U-88, U-89).

При отсутствии возможности приобрести стандартные наборы можно приготовлять требуемые составы по месту.

Цветная дефектоскопия (капиллярный метод) [16].

Составы: индикаторная жидкость (осветленный керосин) – 800 мл, ацетон – 100 мл, бензин – 100 мл, жирорастворимый краситель 5С (ТУ 6-14-922-73) – 30 г.

Способ приготовления: краситель растворить в смеси керосина, бензина, ацетона; полученный раствор отфильтровать через бумажный фильтр.

Проявитель: этиловый спирт – 1л, обогащенный каолин (ГОСТ 19607-74) – 350–500 г.

Порядок контроля:

обезжирить подготовленную поверхность бензином или ацетоном,

нанести на поверхность индикаторную жидкость с помощью кисти, повторяя операцию в течение 5–10 мин несколько раз, не допуская высыхания индикаторной жидкости,

удалить индикаторную жидкость с контролируемой поверхности с помощью сухой бязи,

нанести на контролируемую поверхность проявитель с помощью мягкой кисти и дать ему подсохнуть,

осмотреть контролируемую поверхность дважды – через 3–4 мин и через 15–20 мин после высыхания проявителя.

Повторный контроль следует проводить только после механической зачистки контролируемой поверхности.

Цветная дефектоскопия проводится только при условии механического удаления защитной эмали.

Раздел пятнадцатый

ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

15.1. Основные положения

Эксплуатация турбогенераторов

Термин «эксплуатация» изделия, в том числе энергетического оборудования и, в частности, турбогенераторов (ТГ), включает в себя жизненный цикл, на протяжении которого реализуется его использование по назначению, транспортирование, консервация, хранение и ремонт.

Надежность изделия, т.е. его способность выполнять и сохранять соответствующие потребительские функции, на протяжении эксплуатации снижается, что связано с физическим износом изделия, при котором изменяются его свойства в результате внутренних или внешних воздействий. Происходит изменение геометрических размеров, изнашиваются сопрягаемые поверхности, возникают структурные изменения материалов, загрязняются труднодоступные поверхностей и т.п.

Текущие потребительские свойства любого восстанавливаемого изделия, в том числе ТГ, определяются техническим состоянием, под которым понимается совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств изделия (или его составных частей).

Документация, в которой отражаются свойства ТГ, определяющие качество, может быть:

– конструкторской, проектной, эксплуатационной и ремонтной (КД);

– нормативной – на проектирование, изготовление, эксплуатацию, на ремонт;

– технологической – на изготовление и ремонт (ТД).

Определяющим фактором технического состояния (далее – состояния) является появление отклонений от установленных документацией свойств ТГ. В этом случае говорят о неисправности ТГ, его повреждении в результате появления того или иного дефекта.

Дефекты могут классифицироваться:

– по происхождению (дефекты проектирования и изготовления, эксплуатационные дефекты, возникшие при функционировании, дефекты, появившиеся вследствие низкого качества технического обслуживания и ремонта, а также вследствие старения материалов) ;

– по значимости (малозначительные, значительные, критические) ;

– по скорости развития (вялотекущие, быстроразвивающиеся);

– по характеру проявления (явные, скрытые, перемежающиеся);

– по устраняемости (устранимые, неустранимые).

В зависимости от весомости обнаруженных дефектов по указанным признакам можно говорить о нескольких состояниях ТГ: исправном, неисправном, работоспособном, неработоспособном, предельном. Событие перехода от работоспособного состояния к неработоспособному называется отказом. Отказы могут классифицироваться аналогично дефектам. Подробная классификация отказов ТГ, которая используется при анализе их конкретных причин, обычно устанавливается отраслевыми документами.

Для предупреждения отказов следует учитывать состояния ТГ в условиях его эксплуатации, что показано обобщенно в табл.15-1.

Таблица 15-1

Состояние		Условия эксплуатации турбогенератора
Исправное или работоспособное при наличии малозначительных отклонений от исправного технического состояния.		Без ограничений.
Неисправное	Ограниченно работоспособное	С введением требований по дополнительному контролю в процессе функционирования и изменением регламента плановых ремонтных работ
		С введением требований по структуре ремонтного цикла ТГ и изменением регламента плановых ремонтов. Возможно изменение параметров назначения
	Неработоспособное	Дефекты являются устранимыми. ТГ может и должен быть отремонтирован
	Предельное	Ремонт невозможен или экономически нецелесообразен. ТГ снимается с эксплуатации. Необходима замена ТГ в целом или его отдельной базовой составной части.

Способом оценки и определения вида состояния ТГ является контроль, который может быть квалифицирован:

– по периодичности (непрерывный, периодический) ;

– по времени выполнения (при изготовлении, хранении, эксплуатационный, операционный ремонтный);

– по использованию средств контроля (технический осмотр, в том числе визуальный контроль, измерительный, испытания, диагностирование);

– по степени воздействия на объект контроля (разрушающий, неразрушающий);

– по объему охвата (комплексный или по отдельным параметрам);

– по способу обработки результатов контроля (с заполнением бумажных форм вручную, с алгоритмической обработкой результатов контроля, с использованием современной вычислительной техники).

Основными источниками информации о состоянии ТГ являются данные, полученные при его эксплуатации, при выполнении плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту, а также при внеплановых ремонтах, вызванных отказами.

Текущее состояние ТГ определяется набором установленных техническим контролем отклонений (дефектов) и их значимостью. Эта информация складывается из результатов регламентированного объема контроля, установленного документацией изготовителя и отраслевыми требованиями. Использование новых методов контроля в большинстве случаев расширяет возможности оценки текущего состояния ТГ.

Основой для перспективного прогноза состояния ТГ, наряду с оценкой текущего состояния, является ретроспективная оценка состояния, которая заключается в сборе и анализе информации о количестве и значимости ранее выявлявшихся дефектов (как приведших к отказу, так и своевременно устраненных).

Следует иметь в виду, что достаточная достоверность перспективной оценки состояния ТГ может быть достигнута только с учетом ретроспективной оценки состояния всей совокупности ТГ конкретного типа и его аналогов.

Анализ текущего состояния ТГ решает тактические задачи его эксплуатации. Комплексная оценка состояния ТГ, включающая текущую, ретроспективную и перспективную оценки, позволяет ставить стратегические задачи, в том числе связанные с заменой и модернизацией ТГ и его составных частей, с продлением срока службы.

Планирование ремонтов турбогенераторов

Типовой объем и периодичность плановых ремонтов ТГ регламентируются [33]. В соответствии с нормативной документацией капитальный ремонт (К) имеет максимальный объем работ, он проводится, как правило, с выводом ротора; его назначением является восстановление исправного и работоспособного состояния ТГ на последующий межре-

монтный период. Средний ремонт (С) в принципе имеет то же назначение, что и К, но при меньшем объеме разборки, обычно, без вывода ротора. Текущий ремонт (Т) имеет минимальный объем работ (без вывода ротора, без снятия торцевых щитов и т.п.), его назначением является поддержание работоспособного состояния ТГ до следующего ремонта.

Структура ремонтного цикла ТГ и продолжительность простоя при различных видах ремонта соответствуют структуре ремонтного цикла турбины. Структура ремонтного цикла устанавливает виды, количество и чередование ремонтов по годам в течение заданного промежутка между капитальными ремонтами – межремонтного периода (от 4 до 8 лет), после чего чередование повторяется. Например, вариант для 5 лет имеет вид:

КТ – Т –Т – СТ– Т – КТ,

что соответствует выполнению К через межремонтный период, равный пяти годам, ежегодному Т и одному С – примерно в середине межремонтного периода.

Виды и объемы типового ремонта конкретного ТГ в заданной структуре ремонтного цикла определяются документацией изготовителя, требованиями нормативных документов в энергетике. Сроки и продолжительность проведения плановых ремонтов ТГ устанавливаются годовыми станционными графиками ремонта. В планы каждого вида ремонта включаются:

контроль технического состояния, соответствующий данному виду ремонта и выполняемый до остановки ТГ в ремонт, при выполнении ремонта и после его окончания;

разборка ТГ в запланированном объеме;

замена быстроизнашиваемых деталей;

полное устранение выявленных отклонений технического состояния и дефектов или частичное – до назначенного срока полного восстановления;

сборка ТГ.

Объем фактически выполняемых работ корректируется по результатам контроля технического состояния. Кроме того заранее планируются мероприятия по повышению надежности ТГ, в том числе, модернизации его отдельных составных частей или их замена. Эти мероприятия могут быть выполнены в запланированные сроки типового ремонта (К или С) или, если объем работ значителен, то назначается соответствующий срок для их выполнения.

Ремонт ТГ представляет собой комплекс дорогостоящих трудоемких работ, особенно, если запланированы специализированные работы по модернизации. Чтобы минимизировать затраты и продолжительность выполнения работ, каждый ремонт должен быть тщательно подготовлен. Далее приводятся рекомендации по организации подготовки и выполнения капитального ремонта.

15.2. Подготовка плановых ремонтов

План подготовки ремонта.

Сроки подготовки плановых ремонтов регламентированы отраслевой нормативной документацией [33, 34]. Для подготовки планового ремонта владелец ТГ должен выполнить следующее:

– определить объем ремонта, для чего необходимо использовать имеющуюся информацию о техническом состоянии ТГ и установить необходимость проведения его дополнительной оценки до и в процессе ремонта;

– проанализировать требования отраслевых распорядительных документов и требования изготовителя, обеспечивающие повышение надежности ТГ, и включить их в объем ремонта;

– подобрать конструкторскую и технологическую документацию для ремонта, в том числе для модернизации, а также проект организации работ (ПОР);

– выбрать исполнителя (исполнителей) ремонта, а при необходимости – и разработчика документации;

– совместно с исполнителем ремонта и разработчиком документации подготовить план подготовки к ремонту, составляющими которого должны быть соответствующие мероприятия, перечисленные в ПОР;

– определить поставщиков материалов и запчастей для ремонта;

– в соответствии с планом подготовки ремонта обеспечить контроль реализации запланированных мероприятий.

До начала ремонта Стороны (владелец ТГ и исполнитель ремонта) должны проверить ход подготовительных работ и составить акт проверки готовности к ремонту.

Требования к конструкторской и технологической документации на ремонт приведены в Приложении 7. Там же даны рекомендации по содержанию ПОР.

15.3. Организация выполнения ремонта

Организация ремонта должна соответствовать требованиям нормативной отраслевой документации и приведенным ниже рекомендациям, которые ей не противоречат:

Допуск к работе. Весь персонал привлеченных со стороны (сторонних) организаций должен пройти вводный инструктаж по безопасному выполнению работ на объекте. Объем такого инструктажа определяется владельцем оборудования. Ремонтный персонал допускается к работам по наряду-допуску в соответствии с требованиями межотраслевых Правил по технике безопасности. При необходимости, в процессе производства работ выдаются наряды-допуски на работы повышенной опасности, а такжеразрешения на выполнение огневых работ.

Основные требования к порядку выполнения ремонта.

После остановки ТГ должен быть оформлен акт его сдачи в ремонт.

В ходе выполнения ремонта ТГ должно быть обращено внимание на:

– оформление документов на дополнительный объем работ или его сокращение;

– ведение отчетной ремонтной документации (журнала ремонта, составлению карт контроля – формуляров);

– приемке качества отремонтированных составных частей;

– контролю графика производства работ.

В процессе производства работ необходимо уделить внимание недопустимости попадания в турбогенератор посторонних предметов. Соответствующие рекомендации приведены в Приложении 8.

Все ремонтные работы должны выполняться в строгом соответствии с конструкторской и технологической документацией. Любые отклонения от этих документов могут быть допущены после подписания сторонами (а при необходимости – и привлеченными организациями) технического решения, образец которого приведен в Приложении 9.

Исполнитель ремонта должен вести ремонтный журнал, в котором ежесменно должны отражаться планируемые и выполненные работы с указанием их исполнителей.

Оценка текущего состояния ТГ, контроль до и после ремонта

До вывода ТГ в ремонт и в процессе остановки необходимо провести измерения и испытания в объеме, указанном в табл. 15-2, для чего должны быть составлены и утверждены программы. Аналогичные испытания проводятся при пуске и после пуска ТГ.

Таблица 15-2. Контроль состояния ТГ, выполняемый до и после ремонта

Режим ТГ	Объем и последовательность выполняемых работ по контролю, анализу состояния ТГ
1. Турбогенератор в работе	1.1.Анализ: – режимов и условий работы с начала эксплуатации, за межремонтный период и за последний год, – ретроспективного технического состояния турбогенераторов данного типа и серии по энергосистеме и в генеральной совокупности (отказы, выявленные дефекты, объемы восстановления, модернизации, замены составных частей), – ретроспективного технического состояния ремонтируемого турбогенератора (отказы, выявленные дефекты, объемы восстановления, модернизации, замены составных частей), – экономичности перспективной эксплуатации турбогенератора с учетом его физического и морального износа, в том числе в сравнении с современными генераторами (для генераторов со сроком службы, превышающим установленный изготовителем), – состояния по результатам тепловых испытаний, – вибрационного состояния за последний год, 1.2. Оценка технологических параметров при номинальной мощности или близкой к ней, в том числе: – тепловое состояние активных частей и температура охлаждающих агентов, нагрев кожуха нулевых выводов, – сопротивление изоляции цепей возбуждения, – суточный расход водорода на утечку, – чистота и влажность водорода (изменение за несколько суток), – содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объеме масляного бака, в экранированных токопроводах, – параметры, характеризующие работу системы водяного охлаждения обмотки статора (температуры и давления дистиллята, его расход и качество), – работа воздухоспускных трубок газоохладителей, – напряжение между концами вала и на изолированных подшипниках, – техническое состояние элементов конструкции генератора, закрепленных на корпусе статора (крепление, вибрация, загрязнение), – вибрация опорных подшипников при нагрузке и ее зависимость от режимов генератора, – вибрация контактных колец, – истирание термореактивной изоляции статорной обмотки (по анализу примесей в охлаждающем газе и масле из дренажей), – искрение на контактных кольцах и на коллекторе возбудителя, – снятие «подщеточной характеристики» машинного возбудителя постоянного тока, – распределение токов по щеткам ЩКА, – параметры, характеризующие работу уплотнений вала ротора и системы маслоснабжения (давления до и после регуляторов, на уплотнениях, температура масла, вкладышей, расход масла в сторону водорода из уплотнений, расход масла в дренажи корпуса ТГ).
2. Контроль на холостом ходу	2.1.Вибрация опорных подшипников при номинальном токе холостого хода ротора и при его выключении. 2.2.Снятие характеристик: 2.2.1.Холостого хода. 2.2.2.Трехфазного короткого замыкания. 2.2.3. Зоны безыскровой коммутации машинного возбудителя постоянного тока. 2.3.Испытание межвитковой изоляции обмотки статора. 2.4. Контроль и наладка РЗА. 2.5. Контроль и наладка системы возбуждения.
3. Контроль при снижении (повышении) частоты вращения	3.1.Сопротивление изоляции обмотки ротора. 3.2.Сопротивление обмотки ротора переменному току. 3.3.Снятие характеристики короткого замыкания на пониженной частоте вращения. 3.4.Работа регуляторов давления масла. 3.5.Округлость контактных колец (при вращении ротора валоповоротным устройством).
4. Контроль остановленного ТГ (в сборе).	4.1.Газовая плотность с измерением суточной утечки. 4.2.Работа регуляторов давления масла (при изменении давления газа). 4.3.Износ и радиальное биение контактных колец, состояние поверхности.

Примечания:
1. Критерии измерений и испытаний – в соответствии с разделом 14.
2. Для каждого ТГ должна быть составлена рабочая программа с учетом индивидуального технического состояния ТГ и вида выполняемого ремонта, с указанием исполнителей контроля и условий его проведения.
3. Результаты контроля оформляются картами эксплуатационного контроля, картами технического контроля, отчетами, протоколами по формам, разработанным исполнителями работ и согласованными с электростанцией.
4. В отчетных документах все параметры, соответствующие объему приемо-сдаточных испытаний, согласно требованиям ТУ34-38-20246-95 [34] должны быть выделены.

Результаты измерений и испытаний ТГ по табл. 15-2 до ремонта и осмотр ТГ в процессе разборки и после нее (табл. 15-3) позволяют дополнительно выявить отклонения (дефекты) и уточнить объем ремонта, введя дополнительные работы по устранению дефектов (оформление дополнительных работ см. в Приложении 7)

Контроль качества ремонта.

Объем операционного ремонтного контроля приведен в таблице 15-3. Объем контроля соответствует требованиям общих технических условий на капитальный ремонт турбогенераторов ТУ-34-38-20246-95 [34]. Следует иметь в виду, что владелец оборудования является самым заинтересованным техническим контролером и его активное участие в выполнении контроля – залог высокого качества ремонта.

Таблица 15-3. Операционный контроль узлов и вспомогательных систем ТГ в процессе ремонта

Контролируемый узел	Что контролируется
1. Щеточно-контактный аппарат (ЩКА)	1.1.Взаимное положение составных частей ЩКА. 1.2.Подвижность щеток в щеткодержателях. 1.3.Износ щеток, усилие нажатия, прилегание к контактным кольцам. 1.4.Состояние щеткодержателей. 1.5.Крепление щеткодержателей, деталей соединения, токоведущих кабелей. 1.6.Сопротивление изоляции совместно и без цепей возбуждения. 1.7.Контроль заделки поводков в щетках механически и по переходному сопротивлению. 1.8.Состояние контактных соединений. 1.9.Крепление и уплотнение каркаса, сохранение диэлектрических промежутков.
2. Уплотнения вала ротора	2.1.Взаимное положение составных частей собственно уплотнений и с другими сопрягаемыми составными частями генератора. 2.2.Сопротивление изоляции корпуса и маслопроводов со стороны контактных колец (при наличии, также со ст. «Т»). 2.3.Состояние "закороток" вкладыша. 2.4.Форма, износ и шероховатость рабочих поверхностей корпусов, вкладышей, призонных болтов, шпилек, маслоуловителей, стопоров, упорных сухарей, гребней (рабочих поверхностей) вала ротора (см. "ротор"), состояние антикоррозийного покрытия, электроэрозия опорных поверхностей. 2.5.Ослабление крепления опорных "сухарей". 2.6.Взаимное прилегание сопрягаемых деталей (зазоры, сопряжения). 2.7.Состояние уплотнителей и прилегание их стыков. 2.8.Сцепление баббита с корпусом вкладыша, следы повышенного нагрева рабочей поверхности. 2.9.Подвижность вкладышей в корпусах, для кольцевых уплотнений – на валу. 2.10.Крепление и износ ножей маслоуловителей. 2.11.Слив масла с нижних половин маслоуловителей. 2.12.Состояние деталей сальника соединения с корпусом опорного подшипника. 2.15.Состояние изоляции корпуса уплотнения, маслоуловителей и маслопроводов со стороны КК (при наличии, также со ст. «Т»). 2.16.Состояние прокладок-уплотнителей вертикальных и горизонтальных разъемов.
3.Торцовые щиты и щиты вентиляторов.	3.1.Газовая плотность (генератор в сборе). 3.2.Взаимное положение составных частей собственно щитов и с другими сопрягаемыми составными частями генератора. 3.3.Взаимное прилегание сопрягаемых поверхностей. 3.4.Сопротивление изоляции диффузоров, щитов вентиляторов. 3.5.Состояние уплотнителей и прилегание их стыков. 3.6.Соответствие формы канавок размерам уплотнителей. 3.7.Состояние изоляционных деталей. 3.8.Состояние деталей крепления, предотвращение их самоотвинчивания. 3.9.Биение привалочной поверхности вертикального разъема щита по плоскости прилегания фланца корпуса уплотнения.

Контролируемый узел	Что контролируется
4. Газоохладители.	4.1.Взаимное положение составных частей собственно газоохладителей и с другими сопрягаемыми составными частями генератора. 4.2.Гидравлическая плотность. 4.3.Газовая плотность (генератор в сборе). 4.4.Целостность трубок и оребрения. 4.5.Коррозия внутренних поверхностей, нарушение антикоррозионных покрытий, износ конструктивных частей. 4.6.Состояние протекторов (Н). 4.7.Состояние уплотнителей водяных камер. 4.8.Состояние уплотнителей камер "холодного" и "горячего" газа.
5. Ротор.	5.1.Взаимное положение составных частей собственно ротора и с другими сопрягаемыми составными частями генератора (в том числе центровка в статоре, центровка по полумуфтам, сопряжения центрирующих колец с валом ротора и бандажных колец с центрирующими). 5.2.Сопротивление изоляции обмотки ротора, в том числе до и после снятия и надевания каждого бандажного кольца. 5.3.Сопротивление обмотки ротора постоянному току. 5.4.Сопротивление обмотки ротора в целом и по полюсам переменному току до и после снятия бандажных колец. 5.5.Наличие витковых замыканий в обмотке – замер электромагнитными скобами (в том числе до и после снятия и надевания бандажных колец). 5.6.Электрическая прочность изоляции (после снятия бандажных колец). 5.7.Проходимость вентиляционных каналов. 5.8.Состояние сопрягаемых поверхностей вала ротора и клиньев. вентиляционных каналов (фреттинг-коррозия, растрескивание). 5.9.Целостность металла в местах концентрации напряжений. 5.10.Состояние наружных поверхностей зубцов и клиньев, наличие следов повышенного нагрева. 5.11.Газовая плотность центрального отверстия вала ротора и токоведущих болтов. 5.12.Состояние токоведущих болтов и винтов (деформация, контактные и уплотнительные поверхности, резьба). 5.13.Состояние уплотнителей центрального отверстия вала и токоведущих болтов. 5.14.Состояние центрального и гибких токоподводов (целостность, контактные поверхности). 5.15.Момент затяжки контактных соединений токоподвода. 5.16.Состояние изоляционных деталей токоподвода, плотность сборки. 5.17.Плотность установки токоведущих болтов по высоте. 5.18.Плотность заклиновки пазовых клиньев. 5.19.Состояние демпферных сегментов (при снятии бандажных колец). 5.20.Состояние наружных поверхностей бандажных и центрирующих колец, деталей их крепления. 5.21.Коррозия, фреттинг-коррозия, наклепы, ожоги, оплавления, растрескивание на внутренних поверхностях бандажных колец, в том числе на посадочных поверхностях. 5.22.Расположение выявленных и устраненных дефектов на бандажных и центрирующих кольцах и посадочных поверхностях вала ротора с оценкой площади и глубины дефектов. 5.23.Состояние лобовых частей обмотки ротора, в том числе межкатушечных соединений, деталей крепления (деформация, ослабление, целостность, перегрев, повреждение корпусной изоляции на выходе из паза, витковой изоляции, нагрев и т.п.). 5.24. Закупорка входных каналов проводников лобовых частей обмотки. 5.25.Крепление лопаток вентилятора. 5.26.Состояние поверхности лопаток вентилятора (контроль механических повреждений, дефектов модельного литья, эрозии, в том числе дефектоскопия). Состояние шпилек крепления лопаток осевых вентиляторов. 5.27.Состояние подбандажной изоляции. 5.28..Крепление балансировочных грузов и упорных элементов центрирующих (упорных) колец. 5.29.Форма (конусность и округлость), шероховатость, износ вала ротора в сопряжении с масляными уплотнениями вала. 5.30.Форма (конусность и округлость), шероховатость, износ шеек вала ротора.

Контролируемый узел	Что контролируется
	5.31.Форма (конусность и округлость), шероховатость, износ, электроэрозия рабочей поверхности контактных колец. 5.32.Состояние изоляции контактных колец (в пределах доступности осмотра). 5.33.Состояние вентилятора контактных колец. 5.34.Состояние сопрягаемых поверхностей полумуфт. Торцовое биение, зазор между полумуфтой и буртиком вала.
6. Корпус статора	6.1.Газовая плотность (генератор в сборе). 6.2. Газовая плотность собственно корпуса статора (по результатам п.6.1). 6.3.Затяжка болтов крепления рым-лап и фундаментных болтов.
7.Активная сталь (сердечник) статора и элементы ее крепления.	7.1.Взаимное положение активной стали с ротором генератора. 7.2.Тепловые характеристики и удельные потери в активной стали при индукции 1-1,4 Т. 7.3.Оценка состояния активной стали электромагнитным методом при малых индукциях. 7.4.Состояние зубцов торцовой зоны (механические повреждения, выкрашивания, сколы, нагрев, наличие сгустков шламованного масла вдоль листов активной стали, на стыках нажимных пальцев и крайних зубцов). 7.5.То же по "расточке" статора. 7.6.Плотность прессования сердечника, в том числе в торцовой зоне и по всей длине. 7.7. Плотность прессования сердечника активной стали по результатам ультразвукового контроля. 7.8.Смещение и ослабление нажимных пальцев. 7.9.Анализ сгустков шламованного масла на наличие ферромагнитных примесей. 7.10.Крепление к корпусу, целостность элементов упругой подвески, косвенные признаки вибрации ребер. 7.11.Заполнение шлицов крайних пакетов. 7.12.Крепление вентиляционных распорок. 7.13.Крепление гаек нажимного кольца от самоотвинчивания. 7.14. Закупорка вентиляционных каналов активной стали, изменение формы вентиляционных каналов.
8.Обмотка статора и элементы ее крепления	8.1.Сопротивление изоляции, в том числе до и после испытаний повышенным напряжением, коэффициент абсорбции для осушенной обмотки. 8.2.Сопротивление обмоток постоянному току. 8.3.Частичные разряды в изоляции (факультативно). 8.4.Электрическая прочность изоляции при приложении повышенного напряжения промышленной частоты. 8.5.Электрическая прочность изоляции лобовых частей при приложении повышенного напряжения на поверхность изоляции (для турбогенераторов с доступными поверхностями лобовых частей). 8.6.Газовая плотность (при испытании воздухом с добавлением фреона). 8.7.Гидравлическая плотность при повышенном давлении дистиллята (в настоящее время на основании опыта зарубежных фирм этот вид контроля на некоторых станциях заменяется на контроль методом глубокого вакуумирования обмотки). 8.8.Истирание (смятие) термореактивной изоляции обмотки и деталей крепления обмотки, в том числе между верхними и нижними стержнями на вылете лобовых частей, на бандажных кольцах, на выводных и соединительных шинах (по косвенным признакам – пыли желтого цвета и при осмотре с использованием эндоскопов). 8.9.Плотность закрепления обмотки в пазах, установка клиньев по длине паза (зазоры, совпадение вентиляционных каналов), выползание подклиновых прокладок в сторону лобовых частей. 8.10.Состояние, взаимное прилегание и ослабление деталей крепления лобовых частей обмотки, выводных и соединительных шин (кронштейны, бандажные кольца, шнуровые бандажи, дистанционные распорки, межслойные прокладки, накладки, коробки изоляционные, детали перекрытия зазора "бандажное кольцо ротора – статор", контроль затяжки пружин системы крепления обмотки. 8.11.Состояние пазовых клиньев. 8.12.Состояние доступной для осмотра поверхности корпусной изоляции, следы местных перегревов на поверхности изоляции обмотки, выводных и соединительных шин. 8.13.Состояние барьерных перегородок в зазоре "ротор – статор". 8.14.Оценка состояния изоляции в результате воздействия посторонних предметов,

Контролируемый узел	Что контролируется
	увлажнения, перегрева соединений. 8.15.Степень "замасливания" обмотки.
9.Система водоподвода (в пределах корпуса статора).	9.1.Гидравлическая плотность совместно с обмоткой статора. 9.2.Газовая плотность совместно с обмоткой статора (испытание давлением воздуха с фреоном). 9.3.Крепление шлангов водоподвода, отсутствие касания шлангов, деформация, растрескивание шлангов. 9.4.Крепление коллекторов. 9.5.Отложения на внутренней поверхности шлангов; при выявлении загрязнения шлангов необходим контроль загрязнения полых проводников обмотки путем обратной ее промывки (приложение 6). 9.6. Состояние уплотнителей. 9.7.Геометрические размеры изоляторов (при замене).
10.Выводы концевые, кожух нулевых выводов.	10.1.Гидравлическая плотность совместно с обмоткой статора. 10.2.Газовая плотность совместно с обмоткой статора (испытание давлением воздуха с фреоном). 10.3.Состояние водосоединительных трубок. 10.4.Состояние наружных поверхностей изоляторов. 10.5.Состояние наружных контактных соединений, крепление токоведущих шин. 10.6.Сопротивление изоляции (при замене изоляторов). 10.7.Электрическая прочность изоляции (при замене изоляторов). 10.8.Геометрические размеры изоляторов (при замене). 10.9.Состояние уплотнителей фланцевых соединений и токоведущего стержня с изолятором. 10.10.Уплотнение зазора "изолятор вывода – плита выводов". 10.11.Крепление фланцев выводов. 10.12.Состояние трансформаторов тока. 10.13.Нагрев деталей крепления кожуха нулевых выводов (по косвенным признакам). 10.14.Сопротивление изоляции кожуха нулевых выводов. 10.15.Состояние изоляции кожуха нулевых выводов. 10.16.Состояние шин, крепление шин с нулевыми выводами.
11.Теплоконтроль (в пределах корпуса статора, уплотнений вала, возбудителя и опорных подшипников).	11.1.Сопротивление изоляции терморезисторов с соединительными проводами. 11.2.Сопротивление терморезисторов с соединительными проводами постоянному току. 11.3.Крепление терморезисторов по месту установки, крепление проводки (в доступных для контроля местах). 11.4.Герметичность выводов теплоконтроля статора (газоплотность при испытании генератора в сборе). 11.5.Состояние контактных соединений и разрядников на панели выводов теплоконтроля. 11.6.Функционирование при температуре окружающей среды после разборки генератора.
12.Опорные подшипники.	12.1.Сопротивление изоляции корпуса и маслопроводов со стороны контактных колец («КК») (также со стороны турбины «Т» – при наличии там изоляции). 12.2.Состояние изоляции корпуса и фланцев соединения с маслопроводами со стороны «КК» (также со стороны турбины «Т» – при наличии там изоляции).
13.Газомасляная система.	13.1.Газовая плотность (совместно с генератором в сборе). 13.2.Взаимное положение сопрягаемых деталей регуляторов давления масла, гидрозатвора. 13.3.Плотность поплавка гидрозатвора. 13.4.Состояние фланцевых уплотнителей. 13.5.Крепление фланцевых соединений. 13.6. Состояние внутренних объемов демпферного бака и гидрозатвора. 13.7. Контроль схемы газомасляной системы на ее соответствие техническим требованиям разработчика. 13.8. Гидравлическая плотность маслоохладителя, целостность трубок. 13.9. Состояние протекторов маслоохладителей. 13.10. Состояние уплотнителей маслоохладителя. 13.11. Проверка функционирования манометров. 13.12. Состояние механических фильтров.

Контролируемый узел	Что контролируется
	13.13. Контроль состояния вентилей (задвижек) системы. 13.14. Состояние насосов маслоснабжения.
14.Система водоснабжения	14.1. Система охлаждения газоохладителей. 14.1.1. Гидравлическая плотность теплообменников (при наличии). 14.1.2. Состояние уплотнителей теплообменников. 14.1.3. Состояние протекторов теплообменников (при наличии). 14.1.4. Состояние вентилей и задвижек. 14.1.5. Состояние насосов охладителей. 14.2 Система охлаждения обмоток 14.2.1. Гидравлическая плотность теплообменников. 14.2.2. Состояние уплотнителей теплообменников. 14.2.3. Состояние протекторов теплообменников (при наличии).. 14.2.4. Состояние вентилей и задвижек. 14.2.5. Состояние механических и магнитных фильтров с анализом загрязнений. 14.2.6. Состояние ионообменных фильтров. 14.2.7. Контроль трубопроводов системы на отсутствие участков труб из «черных металлов». 14.2.8. Ревизия фланцевых соединений на отсутствие выступающих в проток воды резиновых и паранитовых прокладок. 14.2.9. Анализ продуктов, удаленных из системы водяного охлаждения обмотки при продувке и промывке ее «обратным ходом». 14.2.10. Состояние насосов охладителей. 14.2.11. Состояние регулятора уровня бака охлаждения обмотки статора.
15. Система возбуждения.	По специальной программе.
16.Крепеж (стандартизованный).	16.1.Контроль крепежа на соответствие техническим требованиям.

Сдача турбогенератора из ремонта

Приемке оборудования из ремонта предшествует окончание всех слесарно-сборочных работ и предусмотренных программой измерений и испытаний на остановленном турбогенераторе, а также сдача Исполнителем ремонта выданных ему нарядов-допусков.

Для проверки ТГ на холостом ходу и под нагрузкой Заказчик должен быть уверен в том, что все ремонтные операции закончены и подготовленное к пуску оборудование соответствует предъявляемым к нему требованиям. Для установления готовности ТГ к проведению испытаний на холостом ходу и под нагрузкой должны быть проверены:

– результаты выполненных работ по факту их выполнения и по оформленным ведомостям технического состояния, картам контроля (формулярам), промежуточным актам выполненных работ;

– состояние ремонтной площадки;

– сдача наряда-допуска на выполнение ремонтных работ.

Приемка оборудования из ремонта считается законченной после получения на нем предусмотренных проектом электрических параметров и режимов, что фиксируется подписанием акта сдачи оборудования из ремонта. Во избежание возникновения в дальнейшем противоречий между владельцем оборудования и исполнителем ремонта в акт сдачи ТГ из ремонта должны быть внесены требования о необходимой кратковременной остановке ТГ в процессе проведения подконтрольной эксплуатации, а также (после модернизации составных частей) указан объем работ, который необходимо выполнить в следующий плановый ремонт. Качество выполненного ремонта устанавливает владелец оборудования по методике, утвержденной в отрасли или в энергообъединении. Предварительная оценка устанавливается после пуска ТГ под нагрузку, окончательная – после подконтрольной эксплуатации ТГ. Если турбогенератор или его составная часть после ремонта выводится в резерв без пуска под нагрузку, условия сдачи из ремонта должна быть оговорена в договоре на выполнение работ.

Исполнитель ремонта должен гарантировать качество выполненного ремонта и работоспособность ТГ на последующий период, продолжительность которого устанавливается соответствующим разделом заключенного договора.

Заключительным этапом выполненного ремонта является формирование отчета о ремонте. В отчет следует включить результаты осмотра (Приложение 3), измерений и испытаний (табл.15-2, 15-3). Для анализа информации о техническом состоянии ТГ рекомендуется составить сводную ведомость выявленных дефектов и выполненных работ (форма ведомости приведена в Приложении 9).

15.4. Замена и модернизация турбогенераторов

Задача кардинального повышения эксплуатационной надежности ТГ, увеличения их межремонтного периода и параметров назначения решается путем:

– замены ТГ и их базовых составных частей;

– модернизации ТГ;

– внедрения совершенных методов эксплуатационного и ремонтного контроля, в том числе диагностики технического состояния.

Указанные мероприятия обеспечивают физическое, а в ряде случаев и моральное обновление оборудования. Для реализации этих мероприятий используются современные технические решения, основанные на опыте эксплуатации оборудования, на опыте достижений современного машиностроения и научно-технических разработок.

Критерии необходимости замены и модернизации и объем модернизации приведены в таблицах 15-4 и 15-5. Критерии, устанавливающие целесообразность и необходимость совершенствования технического контроля турбогенератора, определяются необходимостью:

оптимизации объемов ремонтных работ в связи с возможностью выявления дефектов без значительного объема разборки оборудования;

своевременного выявления дефектов, предотвращения их развития до отказа и перехода в предельное состояние, предупреждения ущерба от них;

в конечном итоге создания условий для перехода от системы планово-предупредительного ремонта к системе ремонта по техническому состоянию.

Таблица 15-4. Критерии для планирования замены и модернизации турбогенераторов

Сборочная единица, система	Признаки снижения исправности и работоспособности	Действие
1. Турбогенератор в сборе	1.1.Ограничение параметров технического назначения до значений не соответствующим требованиям эксплуатации, либо необходимость их увеличения по состоянию сопряженного оборудования при условии п.1. 3. 1.2.Наличие трудноустранимых дефектов одновременно в нескольких базовых сборочных единицах при условии п.1. 3. 1.3.Невозможность или экономическая нецелесообразность замены или модернизации базовых сборочных единиц в связи со снятием их с производства заводами-изготовителями, либо в связи с невозможностью размещения заказов на качественные запчасти у других производителей.	Замена турбогенератора
2.Обмотка статора	2.1.В соответствии с требованиями Типового положения по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов [23]	Замена обмотки или ее модернизация.

Сборочная единица, система	Признаки снижения исправности и работоспособности	Действие
3.Активная сталь	3.1.Повторяющееся ослабление прессования активной стали, невозможность восстановления ее первоначального значения. 3.2.Повреждение активной стали в результате «пожара железа», попадания в расточку постороннего предмета, после которых ремонт активной стали невозможен или экономически нецелесообразен. 3.3.Удельные потери в сердечнике активной стали выше допустимых.	Замена статора. Модернизация статора с изменением конструкции и перешихтовкой торцевых зон или всей активной стали.
4.Выводы концевые и нулевые, выводы водопроводов	1.4.1.Недопустимые механические повреждения изоляторов, выявленные недопустимые отклонения геометрических размеров, способствующих появлению повторяющихся утечек газа (дистиллята). 1.4.2.Выводы морально устаревшей конструкции, например, с бакелизированным токоведущим стержнем.	Замена выводов на современные
5.Ротор	5.1.Старение металла вала ротора, подтвержденное его специализированным обследованием. 5.2.Необходимость увеличения параметров технического назначения генератора и невозможность в связи с этим увеличить ток возбуждения на основном или модернизированном роторе. 5.3. Превышение температуры обмотки возбуждения выше предельной для заявленного изготовителем класса нагревостойкости, недопустимые деформации обмотки, старение витковой и корпусной изоляции, которые приводят к систематическому нарушению их электрической и механической прочности. 5.4. Повреждения междукатушечных соединений по причине неудовлетворительной конструкции, нарушения технологии пайки или использования припоев-заменителей. 5.5.Недопустимые и невосстанавливаемые механические и термомеханические повреждения вала ротора, в том числе в результате повреждения рабочих поверхностей шеек при нарушении режимов смазки, недопустимого увеличения частоты вращения, протекания токов обратной последовательности.	Модернизация обмотки возбуждения с ее заменой, изменением системы вентиляции, конструкции соединений, крепления обмотки. Замена ротора при невозможности или экономической нецелесообразности модернизации.
6.Бандажные и центрирующие кольца	6.1.Недопустимые нарушения сплошности металла в результате коррозионного и (или) усталостного растрескивания бандажей, разрушение гибких элементов центрирующих колец. 6.2 Расколачивающие воздействия бандажа на верхние витки обмотки возбуждения 6.3 Истечение срока разрешенной временной эксплуатации. 6.4.Разрушение бандажного кольца или недопустимая его деформация в результате превышения нормированной частоты вращения. 6.5. Недопустимые снижения посадочных натягов, восстановление которых невозможно.	Модернизация бандажного узла. Замена бандажных колец на коррозионностойкие. Замена ТГ (при разрыве бандажного кольца).
7.Контактные кольца и щетки (ЩКА)	7.1.Износ контактных колец ниже предельно допустимого диаметра. 7.2.Морально устаревшая конструкция, не оправдавшая себя в эксплуатации.	Замена колец. Модернизация конструкции ЩКА.
8.Вентиляторы	8.1 Выявление недопустимых по величине трещин в составных частях вентилятора. 8.2.Недопустимое ослабление посадки ступицы или кольца вентилятора.	Замена дефектных составных частей.

Таблица 15-5. Модернизации турбогенераторов

Сборочная единица, система	Объемы работ
1. Турбогенератор в сборе	1.1. Замена турбогенераторов с водородным охлаждением на турбогенераторы с воздушным охлаждением. 1.2. Замена турбогенераторов со сроками службы более назначенных на современные. 1.2. Перевод турбогенераторов в режим СК.
2. Статор	2.1. Замена статоров на аналогичные с улучшенной конструкцией. 2.2. Замена статорной обмотки на обмотку с термореактивной изоляцией. 2.3. Модернизация крепления обмотки в пазовой и лобовой частях, крепления выводных и соединительных шин. 2.4. Установка эжекторных клиньев и газоразделяющих перегородок в расточку (повышение мощности на 7–15 %) 2.5. Установка запеченных концевых пакетов или полная перешихтовка сердечника (при замене обмотки статора). 2.6. Установка медных экранов и магнитных шунтов сердечника активной стали с целью повышения потребления реактивной мощности (при замене обмотки статора). 2.7. Стабилизация усилия запрессовки сердечника (установка силовых аккумуляторов). 2.8. Устранение вибрации верхних ребер (призм) сердечника активной стали (установка гасителей вибрации). 2.9. Усиление охлаждения торцевой зоны активной стали. 2.10. Уплотнение пазов статора (упругоэластичная заклиновка). 2.11. Крепление лобовых частей обмотки статора формующимися материалами. 2.12. Установка сильфонных вставок на водоподводы дистиллята. 2.13. Замена фарфоровых изоляторов водоподводов на стальные проходные втулки. 2.14. Замена бумажно-бакелитовых изоляторов на фарфоровые. 2.15. Замена армированных изоляторов на фарфоровые. 2.16. Модернизация уплотнений выводов с использованием резины холодного отверждения. 2.17. Замена уплотнительных прокладок выводов на прокладки повышенной нагревостойкости. 2.18. Перенос внутренних водопроводов газоохладителей наружу. 2.19. Уплотнение горизонтального разъема торцовых щитов (от попадания масла). 2.20. Перепайка соединений статорной обмотки, запаянных мягким припоем, на твердый.
3. Ротор	3.1. Перемотка ротора с изготовлением новой обмотки (или с переизолировкой старой) с классом изоляции F. 3.2. То же с повышением эффективности охлаждения обмотки за счет применения внутренних вентиляционных каналов вместо боковых. 3.3. Модернизация системы вентиляции обмотки возбуждения. Повышение эффективности охлаждения за счет установки новых осевых вентиляторов с лопатками оптимального профиля. 3.4. Перевод с косвенного водородного охлаждения на форсированное охлаждение. 3.5. Модернизация уплотнения токоведущих болтов. 3.6. Установка центрирующих колец повышенной податливости. 3.7. Замена бандажных колец на кольца из коррозионностойкой стали. 3.8. Переход с двухпосадочной конструкции бандажного кольца на однопосадочную. 3.9. Изменение крепления бандажных колец на бочку ротора с заменой стопорной гайки на шпоночное соединение 3.10. Установка демпферной системы. 3.11. Антифреттинговая установка клиньев в вентиляционных каналах ротора. 3.12. Замена узла контактных колец на кольца с меньшим диаметром.
4.Уплотнения вала ротора	4.1. Замена уплотнений вала торцевого типа на кольцевые. 4.2. Модернизация опорной конструкции вкладышей торцовых уплотнений. 4.3. Установка упоров корпусов уплотнений. 4.4. Замена корпусов маслоуловителей на стальные. 4.5. Модернизация опорной поверхности корпусов торцовых уплотнений. 4.6. Усиление изоляции уплотнений вала от подшипниковых токов.
5. Системы масло– и газоснабжения	5.1. Модернизация системы осушки газа. 5.2. Монтаж выносного газового поста. 5.3. Замена регуляторов давления масла. 5.4. Установка магнитных масляных фильтров.

Сборочная единица, система	Объемы работ
	5.5. Установка системы аварийной эвакуации водорода из статора. 5.6. Установка фильтров типа «циклон» на линиях подачи водорода и воздуха.
6.Возбудитель	6.1. Замена машинного возбудителя на статическую тиристорную систему возбуждения.
7. ЩКА	7.1. Модернизация с установкой съемных щеточных бракетов. 7.2. Повышение жесткости системы крепления ЩКА.
8.Газоохладители	8.1. Замена газоохладителей.
9.Теплоконтроль	9.1. Замена термопреобразователей.
10. Контроль и диагностика.	10.1. Установка системы интегрального контроля параметров назначения и технологических параметров (мониторинг). Автоматизация обработки данных контроля с целью реализации задач диагностики. 10.2. Установка приборов автоматического контроля температуры обмотки ротора. 10.4. Использование дополнительных методов и средств контроля турбогенератора и его составных частей

15.5. Техника безопасности при ремонте турбогенераторов

Обеспечение безопасного производства работ – одна из главных функций руководителей всех рангов. Теоретическое и практическое обучение персонала, контроль при выполнении ремонтных работ должны стать неотъемлемой частью работы с персоналом, которая в электротехнической отрасли регламентируется.

В технологической документации на ремонт турбогенератора (ТГ) предусматривается раздел, включающий требования по безопасному выполнению работ (см. Приложение 7).

Ответственность за соблюдение требований безопасности при выполнении работ распределяется следующим образом:

За что	Кто отвечает
Техническое состояние механизмов, инструмента и других средств технологического оснащения	Организация, на балансе которой они находятся
Проведение обучения и инструктажа по безопасности труда	Организация, в штате которой состоят работающие
Соблюдение требований безопасности труда при производстве работ	Организация, осуществляющая работы

Перед началом работ Исполнители ремонта должны составить акт, свидетельствующий о начале производства работ, после чего вступает в силу ответственность каждой стороны.

При работе на ремонтной площадке нескольких исполнителей ремонта (организаций) необходимо предусмотреть мероприятия по безопасности труда в соответствии с Положением о взаимоотношениях этих предприятий, в том числе Заказчика, Подрядчиков, Субподрядчиков. Перед началом ремонта на работы в электроустановках, а также на работы повышенной опасности должен быть выдан наряд-допуск. Перечень работ повышенной опасности устанавливается нормативным документом отрасли. Лицо, выдавшее наряд-допуск, обязано выполнять контроль за работающими людьми в части обеспечения безопасности труда и прекратить работы, если будут выявлены нарушения.

К самостоятельным работам по ремонту ТГ допускаются лица, соответствующие требованиям действующих на электростанциях «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок»[1], обученные и инструктиро-

[1] Правила введены в действие с 1 июля 2003 г.

ванные согласно ГОСТ 12.0.004[1] и «Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации»[2], «Межотраслевым правилам по охране труда при работе на высоте (ПОТ Р М-012-2000)».

Обеспечение работающих спецодеждой, соответствующей условиям производства работ, и защитными средствами осуществляет работодатель, если иное не оговорено договором между Заказчиком и Подрядчиком.

Все работающие должны быть обеспечены санитарно-бытовыми условиями работ, в том числе помещениями для переодевания и мытья, приема пищи, пунктами раздачи качественной питьевой воды (расположенными не далее 75 м по горизонтали и 10 м по вертикали от места работы), аптечками и другими средствами оказания первой медицинской помощи. Все работающие должны соблюдать Правила внутреннего распорядка по режиму Заказчика.

Все работающие должны быть аттестованы в своих организациях по технике безопасности производства работ по действующим Правилам и Положениям, а также на знание Правил технической эксплуатации и производственным инструкциям. Лица, нарушающие инструкции, привлекаются к ответственности согласно правилам внутреннего трудового распорядка предприятия.

Все работники Подрядчика (Субподрядчика) до начала производства работ должны пройти у Заказчика вводный инструктаж. Инструктируемым должно быть разъяснено:

наличие на объекте опасных факторов,

пути следования работников на объекте,

действия работников в нештатных ситуациях,

порядок вызова пожарных и скорой помощи,

меры по противопожарной безопасности на объекте.

При планировании работ на высоте должны быть предусмотрены меры для защиты работающих на сопряженных нижних отметках. Используемые средства технологического оснащения (см. раздел 12) должны соответствовать условиям их безопасной эксплуатации и обязательно сопровождаться инструкциями по применению.

Порядок допуска рабочих к производству работ, в том числе их медицинский осмотр, обеспечение спецодеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты определяется действующими в организациях Положениями. Все рабочие должны пройти инструктаж на рабочем месте по действующим производственным инструкциям с записью в журнале периодического инструктажа. Порядок проведения (объем и периодичность) внеплановых, специальных и других инструктажей определяется Положениями, действующими в организациях, в штате которых состоят работающие.

Члены ремонтной бригады, выезжающие на ремонтный объект, обязаны иметь при себе удостоверение о сдаче экзамена на знание правил по технике безопасности с непросроченным сроком действия. Ремонтный персонал во время смены обязан находиться на рабочем месте, а в случае необходимости – проходить по территории электростанции только маршрутом, указанным при вводном инструктаже.

Запрещается:

выполнять работы без задания руководителя или бригадира;

работать на рабочем месте, загроможденном излишними деталями и инструментом;

производить работу с неисправным инструментом и приспособлениями, а также использовать их не по назначению;

находиться в местах погрузки и разгрузки оборудования или материалов и проходить под поднимаемыми и подвешенными грузами;

ходить по станционным железнодорожным путям;

работать при недостаточном освещении рабочих мест;

---

[1] ГОСТ 12.0.004-90 Межгосударственный стандарт «Организация обучения безопасности труда», введен с 01.07.1991.

[2] Приказ Министра топлива и энергетики РФ от 19 февраля 2000 г. № 49.

работать в грязной или рваной одежде, с незастегнутыми обшлагами рукавов и манжетами, а также без головного убора, с неподобранными под головной убор волосами;

находиться в машинном зале без касок;

производить ремонтные работы на неостановленном ТГ (поскольку невозбужденный вращающийся ротор ТГ может находиться под напряжением);

курить в неотведенных для этого местах;

пользоваться открытым огнем вблизи мест покраски и промывки деталей ТГ керосином или другими растворителями;

пользоваться открытым огнем вблизи ТГ с водородным охлаждением и оборудования газомасляной системы, пока химическим анализом достоверно не установлено отсутствие водорода в содержащейся внутри ТГ газовой смеси;

допускать на ремонтную площадку (зону) и в санитарно-бытовые помещения посторонних лиц и лиц в нетрезвом виде и наркотическом опьянении.

Перед допуском к работам по разборке остановленного ТГ необходимо:

отключить ТГ от шин разъединителями;

вывесить плакаты «Не включать, работают люди» на ключах управления, приводах выключателей ТГ и пускателе валоповоротного устройства;

проверить отсутствие напряжения и наложить необходимые заземления и закоротки;

снять ошиновку в камере выводов ТГ (создать «видимый» разрыв цепи);

установить на ремонтной площадке временное освещение лампами и прожекторами (приняв меры против ослепления ими работающих), а также розетки для подключения электроприборов и электроинструмента;

принять меры безопасности, связанные с водородной системой ТГ, после удаления газа из ТГ: провести химические анализы состава воздуха в ТГ и убедиться в отсутствии взрывоопасной смеси; создать видимые разрывы на трубопроводах, подводящих к ТГ водород, воздух и инертный газ, сняв съемный элемент (см. поз.15 на рис. 2-42) и установив заглушки.

Внутри ТГ можно использовать переносные осветительные лампы и (или) электроинструмент напряжением не выше 12 В с питанием их от стационарной сети 12 В или от переносных трансформаторов 220/12 В с заземленными корпусами.

Запрещается:

вносить трансформаторы 220/12 В внутрь расточки статора,

работать внутри ТГ с осветительными лампами и (или) электроинструментом на напряжение 110 и 220 В.

Если в корпусе ремонтируемого ТГ остается водород, то вокруг него обозначается запретная зона, где запрещается работа с открытым огнем или с инструментом, могущим вызвать искру или дугу, и развешиваются плакаты «Курить воспрещается», «Огнеопасно», «Работа с огнем запрещена». К запретной зоне относится территория в радиусе 5 м от следующих агрегатов: ТГ, газового поста, газопроводов, агрегата маслоснабжения, поплавкового гидрозатвора, демпферного бака, щита контроля и сигнализации, маслопроводов и бачков, содержащих водород. После выполнения любых огневых работ должен быть обеспечен контроль места их проведения в течение нескольких часов во избежание позднего возгорания. Сварочные работы в запретной зоне разрешаются в виде исключения при условии содержания водорода в воздухе этой зоны не более 1% и наличия подготовленных к действию баллонов с углекислотой. Содержание водорода определяется химической лабораторией; результаты измерения записываются в журнале. Если для вытеснения водорода применялся углекислый газ, то перед допуском бригады к работам в генераторе необходимо тщательно провентилировать его сжатым воздухом для удаления возможных скоплений в отдельных отсеках (особенно в нижних) оставшегося углекислого газа. Содержание углекислоты в газовом объеме корпуса статора не должно превышать 1%.

При опрессовке статора без ротора на газоплотность (разд. 14) необходимо пользоваться заглушками с коэффициентом запаса прочности 2. На видном месте должен быть вывешен предупредительный плакат «Стоять против заглушек запрещается».

Перед началом разборки ТГ руководитель ремонта обязан ознакомить состав бригады с порядком выполнения работ по разборке ТГ и способами выполнения отдельных операций, в том числе строповки составных частей ТГ. Перед разборкой следует:

очистить и осветить рабочее место, убрать лишние предметы;

обледеневшую или облитую маслом площадку посыпать песком или опилками;

очистить путь передвижения груза и проверить исправность ограждений;

перед выполнением такелажных работ по разборке проверить отключение питающих кабелей или проводов.

Исполнители работ должны быть обеспечены рассчитанными, испытанными и промаркированными грузозахватными приспособлениями (тросы, канаты, стропы и др.), исходя из выбранного метода строповки и величины массы поднимаемого груза (разделы 3 и 12).

Необходимо подготовить место для укладки перемещаемого груза; проверить прочность брусьев и подмостей, применяемых для укладки перемещаемых грузов. Тяжеловесные составные части ТГ (ротор, возбудитель, щиты) размещают на ремонтной площадке в соответствии со схемой размещения узлов и деталей, согласованной с руководством электростанции, учитывая допустимые нагрузки на 1 м^2 площадки. Перегрузка площадок не допускается.

Ответственность за безопасность такелажных работ по подъему и перемещению составных частей ТГ несут руководители ремонта и мастера ремонтных бригад, аттестованные в объеме знаний персонала, ответственного за перемещение грузов кранами (в пределах порученных им участков работ). К такелажным работам допускаются рабочие в возрасте не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, имеющие соответствующее удостоверение и прошедшие инструктаж на рабочем месте.

При разборке ТГ грузы должны перемещаться по машинному залу только в соответствии с ПОР. При этом должен быть определен безопасный транспортный коридор; если же он проходит над действующим оборудованием, то последнее должно быть разгружено или даже остановлено во избежание создания аварийных ситуаций. Подъем, опускание и перемещение грузов не должны производиться при нахождении людей под грузом. Стропальщику разрешается находиться возле груза во время его подъема или опускания, если груз находится на высоте 1 м от уровня площадки. Перемещаемый краном груз должен быть поднят на высоту не менее 0,5 м над наивысшим предметом, находящимся по пути следования груза. При перемещении груза по горизонтальной плоскости стропальщик должен находиться сзади или сбоку груза, а при его передвижении в узком проходе – только сзади. При перемещении груза по наклонной плоскости стропальщику разрешается находиться только сбоку от груза и пользоваться поддерживающим канатом, один конец которого следует прикрепить к грузу, а второй – закрепить подвижно за прочную опору (для страховки).

Предметы, которые могут упасть с поднимаемого груза, должны быть удалены или надежно закреплены. Следует подложить под острые ребра груза подкладки, предохраняющие стропы от повреждения. Необходимо проверить правильность строповки, исключающей возможность падения груза (раздел 3), и надежность действия тормозных устройств подъемных механизмов, приподняв для этого груз на 200–300 мм.

Запрещается:

находиться посторонним лицам на месте производства такелажных работ;

поднимать и перемещать грузы, масса которых неизвестна или превышает грузоподъемность такелажных приспособлений и подъемных механизмов;

работать неисправными или неиспытанными тросами, канатами и другими приспособлениями (раздел 12);

при строповке (обвязке) груза делать петли, узлы и перекрутки чалочных приспособлений и стропов;

работать канатом с перетертыми или размочаленными прядями, надвязанными или скрученными стропами, тросами с оборванными проволоками (нормы – в разделе 12);

стропить грузы с углом развода между стропами более 90°;

находиться людям внутри груза или на поднимаемом краном грузе;

оставлять на весу груз, поднятый мостовым краном;

перегружать краны или такелажные приспособления.

Вынутый из расточки ротор устанавливают на специальных козлах, рассчитанных на массу данного ротора, или на брусьях с вырезами под шейки вала («подушках»). Вокруг ротора оставляют проходы, обеспечивающие проведение ремонтных работ. Крупногабаритные детали необходимо класть плашмя. Ставить их вертикально или прислонять к стенкам не разрешается.

При разборке ротора нагрев бандажных колец производится только индукционным способом после проверки состояния изоляции всей схемы, контактов и аппаратуры индуктора. Клинья из пазов ротора выбивают пневматическим молотком со специальным наконечником. В крайнем случае допустимо выбивать клинья кувалдой через выколотку с приваренной ручкой, которую удерживают специальными клещами. Рабочий, удерживающий выколотку, должен находиться, в безопасном положении по отношению к работающему с кувалдой.

Использование временных лесов, подмостей и приставных лестниц во время ремонта ТГ допустимо с соблюдением следующих правил:

1) Леса, настилы и площадки на них выполняются в соответствии с ПОР и, при расположении их выше 1 м над землей или перекрытием, ограждаются и снабжаются приставными лестницами с перилами.

2) Нижние концы приставных лестниц оборудуются упорами в виде острых металлических шипов при работе на деревянных и земляных полах или резиновыми наконечниками для бетонных и плиточных полов. Верхние концы закрепляются к прочным конструкциям (лесам, балкам или прочным деталям ТГ).

3) Приставная лестница должна обеспечить рабочему возможность работать, стоя на ступени, расположенной не менее, чем за 1 м от верхнего ее конца, а сам работающий должен прикрепляться предохранительным поясом с карабином к надежным деталям конструкций.

4) Конструкция ограждения (перила) должна состоять из стоек и поручня, расположенного на высоте не менее 1 м от рабочего настила, одного промежуточного горизонтального элемента и бортовой доски высотой не менее 15 см. Для ограждения рабочих мест допускается применение металлической сетки высотой не менее 1 м с поручнем.

5) Леса, подмости и приставные лестницы после их изготовления, монтажа, а также при перерыве в их использовании должны приниматься по акту руководителем ремонтной бригады. Исправность лесов и приставных лестниц необходимо проверять не реже 1 раза в месяц, записывая результаты проверки в журнал и устраняя неисправности.

6) До начала производства работ руководитель ремонта или мастер должен проинструктировать на рабочем месте весь персонал бригады о правилах безопасного ведения работ на лесах, подмостях и приставных лестницах. Содержание инструктажа необходимо записать в журнал.

7) Рабочие, производящие работы на высоте, должны принять меры против падения вниз инструмента или материала. Для переноски и хранения личного инструмента и мелких деталей все, работающие на высоте, должны быть снабжены индивидуальными сумками.

Запрещается:

загромождать подходы к лесам, подмостям и приставным лестницам; проходить под лесами или вблизи них;

работать на лесах и обслуживать работающих на них без защитных касок;

работать на приставных лестницах с наращенными или плохо укрепленными ступенями (стойками);

сбрасывать с лесов мусор, отходы изоляции и т. п.; их необходимо опускать по желобам или в специальных ящиках;

пользоваться электрическим и пневматическим инструментом, находясь на приставных лестницах.

Для обмоточно-изоляционных работ с лаками отводится чистая светлая площадка, оборудованная средствами пожаротушения, отделенная от остального помещения ограждением с плакатами «Посторонним вход воспрещен», «Не курить», «Огнеопасно». Участок для лакировки обмоток оборудуется вытяжной вентиляцией и телефонной связью. Рабочие места освещаются осветительными приборами взрывобезопасного исполнения.

Суточный запас лаков, эмалей и растворителей, кисти, щетки и пульверизаторы после работы следует хранить в плотно закрытых ведрах (или бидонах) под вытяжкой или в вентилируемых металлических шкафах. Использованные тряпки и ветошь складывают в металлические ящики, снабженные крышками. К концу каждой смены тряпки выносят из рабочего помещения в специально отведенные по указанию пожарной охраны места. Изолировщики должны быть одеты в чистые халаты. Работы с лаками и эмалями выполняются в комбинезонах, защитных очках и респираторах. Наполнение пульверизационных бачков и разведение лаков и эмалей до нужной концентрации производят под вытяжкой.

О производстве лакировочных работ должна быть предупреждена пожарная охрана электростанции (предприятия).

Работы с легко воспламеняющимися жидкостями (ЛВЖ, см. разд.13) при выполнении работ по очистке составных частей генератора должны проводиться также с соблюдением указанных мер безопасности.

Применение эпоксидных компаундов, смол и отвердителей требует специально отведенных для этой цели рабочих площадок, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, рабочих столов, покрытых чистой прочной бумагой, картоном или полиэтиленовой пленкой. Рабочие места освещаются осветительными приборами взрывобезопасного исполнения.

Персонал, занятый приготовлением эпоксидного компаунда, должен быть в хлопчатобумажных комбинезонах, в защитных очках. Работы следует производить под вытяжкой. Используются также фартуки прорезиненные или полиэтиленовые (разового применения). Для защиты от эпоксидной смолы и отвердителей следует надеть антикислотные или анатомические перчатки, смазав предварительно руки пастой «Защитная» или пастой «Невидимые перчатки».

При выполнении обмоточных работ с использованием эпоксидных лаков и компаундов (укладка статорной обмотки, укрепление лобовых частей обмотки формующимися материалами) необходимо надевать кожаные перчатки. При работе с эпоксидным компаундом необходимо соблюдать осторожность и не допускать его попадания на лицо. После окончания работы руки необходимо вымыть теплой водой с мылом и смазать их борным вазелином.

Запрещается:

на изолировочном участке – курить, разводить огонь, хранить материалы (лаки, растворители, микаленту и т. д.) в количествах, больших, чем это необходимо на одну смену работы; хранить пустую тару из-под лакокрасочных материалов и растворителей;

на участке лакировочных работ – производить какие-либо работы с открытым огнем;

промывать руки растворителем после работы с эпоксидным компаундом;

питаться на рабочих местах.

Переносный электрифицированный инструмент (ЭИН) должен использоваться специально обученным персоналом не моложе 18 лет, прошедшим предварительный ме-

дицинский осмотр и инструктированным по безопасным правилам работы с электроинструментом.

Каждый ЭИН (электрические сверлильные машины, электрогайковерты и др.) должен быть в полной исправности, иметь шланговый провод и включаться в сеть с помощью штепсельного соединения с заземляющим штырем. ЭИН необходимо хранить в инструментальной кладовой и не реже 1 раза в месяц проводить его проверку. На корпусе ЭИН указывается дата следующего испытания. При выдаче ЭИН инструментальщик и принимающий ЭИН рабочий обязаны удостовериться в исправности его путем подключения ЭИН к электросети, а также в наличии заземляющего провода. Вместе с ЭИН выдаются диэлектрические перчатки, галоши и диэлектрический коврик. Работать с ЭИН разрешается только при заземленном его корпусе, в диэлектрических перчатках и галошах или при размещении работающего на диэлектрическом коврике. При неисправности ЭИН или при пробое изоляции (при ощущении действия тока) работающий обязан немедленно прекратить работу и сдать неисправный ЭИН в инструментальную для проверки.

Запрещается:

выдавать неисправный электроинструмент;

работать с электроинструментом внутри металлических корпусов;

держать электроинструмент за провод или за сверло;

удалять стружку из-под сверла во время его вращения;

производить заточку сверл и других режущих инструментов, применяемых в электроинструментах, без защитных очков;

работать с электроинструментом, стоя на приставной лестнице;

применять электрические сверлильные машины, электрогайковерты и другие инструменты с рабочим напряжением выше 36 В[1];

включать электроинструмент и переносные лампы в электрические сборки без дежурного электромонтера электростанции (или предприятия);

снимать защитные кожухи с работающего электроинструмента.

К работе с пневматическим инструментом (ПИН) допускаются лица не моложе 18 лет соответствующей квалификации, прошедшие инструктаж по правилам техники безопасности при работе с ручным пневматическим инструментом. Рабочие, занятые на работах с ПИН, должны проходить медицинское освидетельствование в соответствии с действующими Правилами.

Каждый ПИН должен быть исправен, снабжен порядковым номером и паспортом с указанием амплитуды вибрации, даты выпуска и отметки о производстве всех видов ремонта, проинвентаризирован и записан в специальный журнал с отметками о его периодических осмотрах. Шланги до присоединения их к инструменту должны быть тщательно продуты. Присоединение шланга к штуцеру следует производить только с помощью обжимных хомутов. Воздух подается после установки инструментов в рабочее положение. При перерыве в подаче воздуха пневмоинструмент необходимо отключить от сети сжатого воздуха.

Запрещается:

продолжительный холостой ход пневмоинструмента;

во время работы пневмоинструмента заниматься его ремонтом, а также браться руками за рабочую часть;

работать с приставных лестниц; подключать шланги непосредственно к воздуховоду, без вентилей;

пользоваться давлением воздуха выше указанного в паспорте для данного инструмента;

снимать во время работы пневмошлифовальных машинок их защитные ограждения;

присоединять шланг к штуцеру проволочными бандажами.

---

[1] В исключительных случаях может быть допущена работа при 220 В, но с электроинструментом, имеющим двойную изоляцию.

Травление азотной кислотой в расточке статора необходимо производить в комбинезоне, резиновых перчатках и защитных очках. Перед тем как надеть перчатки, кожу рук надо смазать пастой «Защитная». В местах, где производятся работы с кислотой, должны находиться водопроводная вода, мыло, полотенце и вата, а вблизи статора – исправные средства пожаротушения.

Азотная кислота должна храниться в стеклянной бутыли с притертой пробкой и этикетками с надписями «Азотная кислота» и «Осторожно», помещенной в плетеную корзинку, устланную соломой или сеном. Непосредственно перед травлением в вытяжном шкафу или вблизи вентиляционной вытяжки азотную кислоту переливают из бутыли в фарфоровую или стеклянную чашку с крышкой.

Травление азотной кислотой защищенных поверхностей активной стали статора разрешается производить только ватными тампонами (размером 10–15 мм), смоченными кислотой в фарфоровой чашке. Тампоны надо брать пинцетами. При травлении нельзя допускать растекания кислоты за пределы обрабатываемого участка, а при интенсивной реакции следует избегать вдыхания выделяющихся паров. Использованные при травлении тампоны надо складывать в отдельную стеклянную банку, вынесенную за пределы статора. При попадании кислоты на кожу или в глаза необходимо снять ее сухой тряпкой или ватой, обильно промыть пораженное место водой и обратиться в медпункт.

Операции по травлению проводятся в присутствии ответственного лица (мастера, бригадира) после дополнительного инструктажа по технике безопасности.

Запрещается:

при проведении работ по травлению вносить ЛВЖ (бензин, бензол, спирт) в расточку статора, а также хранить их вблизи статора;

вносить в расточку статора азотную кислоту в открытых сосудах;

курить на рабочем месте и пользоваться открытым огнем.

Виды инструктажей персонала.

Вводный инструктаж на объекте.

Проводится Заказчиком по программе, разработанной на объекте и учитывающей его особенности (перемещение на объекте, противопожарные мероприятия, места и источники повышенной опасности, телефоны для экстренной связи, порядок обращения в медицинские органы при несчастных случаях и т.п.).

Инструктаж проходят *ВСЕ* работники, прибывающие на объект, включая руководителя работ. Факт проведения инструктажа фиксируется в журнале Заказчика.

Первичный инструктаж на рабочем месте.

Проводится руководителем работ в объеме предстоящей работы по действующим в предприятии инструкциям по охране труда для отдельных специальностей или видов работ с учетом особенностей предстоящих работ на конкретном рабочем месте. Проводится индивидуально или одновременно со всеми специалистами с практическим показом безопасных приемов и методов труда. Инструктаж оформляется в журнале установленной формы

Для лиц, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением сырья и материалов, первичный инструктаж на рабочем месте не производится. Список профессий работников, освобожденных от инструктажа на рабочем месте, утверждает руководитель предприятия. При отсутствии утвержденного перечня указанные специалисты от инструктажа не освобождаются.

Повторный инструктаж.

Проводится с работниками аналогично первичному инструктажу на рабочем месте через шесть месяцев после первичного по программе первичного инструктажа с учетом изменения условий труда и объемов работ.

Внеплановый инструктаж.

Внеплановый инструктаж проводится индивидуально или с группой работников в следующих случаях:

При введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним;

При изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов влияющих на безопасность труда;

При нарушении работниками требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву, пожару или отравлению;

По требованию органов надзора;

При перерывах в работе более чем на 30 календарных дней.

Целевой инструктаж.

Целевой инструктаж проводится перед выполнением разовых работ, требования безопасности к которым не были охвачены первичным (повторным) инструктажем, при переводе с одного вида оборудования на другое, а также перед выполнением работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности: погрузка, выгрузка, ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф.

Оказание первой помощи.

Весь ремонтный персонал должен быть теоретически и практически обучен приемам оказания первой помощи. Для обучения необходимо привлекать медицинских работников.

При поражении работника электрическим током необходимо освободить его от соприкосновения с токоведущими частями, находящимися под напряжением, и немедленно оказать пострадавшему первую помощь. Одновременно обязательно надо вызвать врача и сообщить о случившемся руководителю ремонтной бригады.

«Освобождение пострадавшего от действия электрического тока может быть осуществлено или отключением тока, или отделением пострадавшего от токоведущих частей, или отделением пострадавшего от земли. Отключение тока может быть произведено ближайшим выключателем, снятием предохранителей, рассоединением штепсельного разъема, перерубанием или перекусыванием инструментом проводов с учетом имеющегося в них напряжения. Если пострадавший находится на высоте, то нужно принять меры против его падения при выключении тока. при искусственном освещении нужно быть готовым к отсутствию освещения при выключении тока. Отделение пострадавшего от токоведущих .частей можно производить отбрасыванием провода от пострадавшего или оттаскиванием пострадавшего от провода. Отбрасывание провода можно производить любым предметом из непроводящего материала, рукой в диэлектрической перчатке или обмотанной тканью. Оттаскивание пострадавшего можно производить за его сухую одежду, а если нет такой возможности, то освобождающий оттягивает пострадавшего руками, защищенными от электрического тока. Отделить пострадавшего от земли можно, оттянув его ноги изолированным предметом или одеждой и положив под ноги изолирующий предмет.

Степень поражения и последовательность мероприятий по спасению пострадавшего определяют по состоянию сознания, цвету кожи и губ, характеру дыхания и пульса. Если пострадавший в сознании с устойчивым дыханием и пульсом, нужно его уложить на одежду или другую подстилку, расстегнуть одежду, стесняющую дыхание, дать приток свежего воздуха, согреть при охлаждении и дать прохладу в жару. Если пострадавший находится в бессознательном состоянии при наличии дыхания и пульса, надо наблюдать за его дыханием; в случае нарушения дыхания при западении языка выдвинуть нижнюю челюсть вперед и поддерживать ее в таком состоянии до прекращения западения языка. Если пострадавший дышит редко и судорожно, но у него прощупывается пульс надо начать делать искусственное дыхание. Если у пострадавшего отсутствуют дыхание и пульс, то немедленно нужно приступить к его оживлению путем искусственного дыхания и наружного массажа сердца.

Нельзя давать пострадавшему двигаться даже при нормальном состоянии.

Наиболее эффективным способом искусственного дыхания является способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос». При проведении искусственного дыхания нужно уложить пострадавшего на спину, расстегнуть стесняющую дыхание одежду, восстановить проходимость верхних дыхательных путей, которые могут быть закрыты запавшим языком, для чего:

встать на колени сбоку от пострадавшего, одну руку положить под шею пострадавшему, а ладонью другой руки нажимать на его лоб, запрокидывая голову, при этом корень языка поднимается и рот открывается, освобождая путь проходу воздуха, после этого под шею пострадавшему можно подложить валик из одежды или другой предмет;

наклониться к лицу пострадавшего, сделать глубокий вдох открытым ртом, охватить губами рот пострадавшего, закрыв его нос своей щекой или двумя пальцами руки, находящейся на его лбу, сделать выдох, вдувая воздух в его рот;

при поднятии грудной клетки пострадавшего, что говорит о входе воздуха, отвернуть лицо для вдоха, при этом интервал между искусственными вдохами должен составлять 5 с.

Если при вдувании воздуха грудная клетка не поднимается, что говорит о препятствии для входа воздуха, необходимо выдвинуть вперед нижнюю челюсть пострадавшего. Для этого пальцами обеих рук захватывается нижняя челюсть сзади за углы, большие пальцы упираются в край челюсти ниже рта, челюсть выдвигается вперед так, чтобы нижние зубы были впереди верхних. Показателем эффективности искусственного дыхания, кроме подъема грудной клетки, является порозовение кожных покровов, появление сознания и дыхания у пострадавшего. Искусственное дыхание «изо рта в нос» производится при невозможности открыть его рот при стиснутых зубах.

Наружный массаж сердца делается при проведении искусственного дыхания при отсутствии пульса, бледности кожных покровов. После подготовительных мероприятий, приведенных выше, делается два вдувания воздуха по одному из указанных выше способов, потом оказывающий помощь приподнимается, кладет ладонь одной руки на нижнюю половину грудины, приподняв пальцы, ладонь второй руки кладет на первую и надавливает на руки, помогая весом своего тела, при этом руки должны быть выпрямлены. Надавливание должно производиться быстрыми толчками, так чтобы грудина смещалась на 4–5 см. Продолжительность надавливания и интервал между надавливаниями по 0,5 с, количество надавливаний – 12–15 на каждые два вдувания. Если помощь оказывают два человека, то вдувания и надавливания производятся попеременно, при этом на одно вдувание можно производить 5 надавливаний в том же темпе.

После восстановления сердечной деятельности массаж сердца прекращается, при слабом дыхании продолжается проведение искусственного дыхания до восстановления полноценного дыхания.

Неэффективность мероприятий по оживлению не является основанием для их прекращения до прихода врача в течение периода не менее 30 мин.» [Справочник электрика. www.elecab.ru/sprav-elec.htm]

Место, где произошел несчастный случай, следует оградить, сохранив его нетронутым до прибытия комиссии по расследованию. По несчастному случаю составляется акт в соответствии с Положением о расследовании несчастных случаев.

Первая помощь при ожогах, механических травмах, падении заключается прежде всего в переносе пострадавшего на носилках в безопасное место, защите от холода и жара, покое и срочном вызове врача.

Кровотечение является одним из проявлений травмы. Оно может быть внутренним и наружным. При подозрении на внутреннее кровотечение, проявляющееся бледностью кожных покровов, холодным потом, нарастающей слабостью, потерей сознания, нужно уложить больного на спину с приподнятыми ногами и срочно вызвать врача. Наружные кровотечения подразделяются на:

1. Венозные – кровь темного цвета выделяется непрерывной струей. Рекомендуется наложение тугой повязки на раневую поверхность.

2. Артериальные – наиболее опасный вид – отличаются тем, что кровь ярко-алого цвета выделяется мощной пульсирующей струей. Методом остановки кровотечения является пальцевое прижатие поврежденного сосуда выше места ранения с последующим наложением тугой повязки. В случае, если кровотечение продолжается, наложите жгут не более чем на 1 час с фиксацией времени его наложения.

3. Капиллярное кровотечение отмечается при значительном раневом дефекте кожного покрова. Кровоточит вся поверхность раны. Для остановки рекомендовано применение гемостатической губки, тугой повязки.

Переломы подразделяются на открытые и закрытые.

Признаки закрытого перелома: *сильная боль, резкое усиление боли при движении или попытке опереться на поврежденную конечность, деформацию и отечность в месте повреждения.*

Признаки открытого перелома: *деформация и отечность конечности в месте повреждения , обязательное наличие раны, из просвета раны могут выступать костные отломки.*

Действия:

1. Обезбольте.
2. Обработайте рану.
3. Наложите шину, зафиксировав ее за сустав выше и ниже места повреждения.

Не пытайтесь вправить костные отломки!

Ожоги.

По степени поражения ожоги подразделяются на 4 степени.

1-2 степень – покраснение кожи, появление пузырей. 3-4 степень – появление участков обугленной кожи с обильным выделением кровянистой жидкости.

Действия:

При ожогах 1-2 степени как можно быстрее подставьте обожженную поверхность под струю холодной воды, наложите чистую сухую повязку, поверх ткани приложите холод.

При ожогах 3-4 степени накройте область ожога стерильной тканью, поверх ткани наложите холод. При обширных ожогах уложите пострадавшего раневой поверхностью вверх, накройте ожог чистой тканью, поверх ткани – холод, обезбольте, дайте обильное питье. Вызовите «Скорую помощь».

Нельзя: смазывать маслом, кремом, мазью, наносить пену на только что обожженное; отрывать прилипшую одежду; прокалывать пузыри. [Справочник по оказанию первой помощи. Москва. – www.allsafety.ru. Первая помощь. – **www.autodealer.ru**]

Приложение 1

Образец сетевой модели работ по полной перемотке обмотки ротора турбогенератора ТВВ-165-2 (рис. П-1)

Номер на рис. П.1	Наименование работы
1	Подготовка ремонтной площадки, приспособлений, материалов
2	Электрические испытания, уточнение объема работ
3	Маркировка деталей
4	Снятие полумуфты генератора
5	Снятие вентиляторов, бандажных и центрирующих колец
6	Ревизия вентиляторов
7	Ревизия бандажных и центрирующих колец
8	Расклиновка пазов
9	Ревизия пазовых клиньев
10	Удаление деталей расклиновки лобовых частей
11	Выемка обмотки
12	Проверка размеров катушек 1–2 на макете
13	Подготовка бочки ротора к укладке обмотки
14	Разборка наружных токоподводов
15	Подготовка витковой изоляции
16	Проверка размеров катушек 3–4 на макете
17	Распайка витков, чистка меди, рихтовка и калибровка катушек 1–2
18	Установка опалубки
19	Переизолировка и установка наружных токоподводов
20	Разборка центрального токоподвода
21	Проверка размеров катушек 5–6 на макете
22	Распайка витков, чистка меди, рихтовка, калибровка катушек 3–4
23	Изолировка и замена изоляции полувитков катушек 1–2
24	Снятие с вала контактора
25	Изолировка центрального токоподвода
26	Проверка размеров катушек 7–8 на макете
27	Распайка витков, чистка меди, рихтовка, калибровка. катушек 5–6
28	Изолировка и запечка изоляции полувитков катушек 3–4
29	Обработка изоляции полувитков и калибровка катушек 1–2
30	Испытание пазовых гильз
31	Снятие контактных колец с втулки
32	Распайка витков, чистка меди, рихтовка, калибровка катушек 7–8
33	Изолировка и запечка изоляции полувитков катушек 5–6
34	Обработка изоляции полувитков и калибровка катушек 3–4
35	Пайка полувитков и проверка на макете катушек 1–2
36	Переизолировка втулки контактных колец
37	Изолировка и запечка изоляции полувитков катушек 7–8
38	Обработка изоляции полувитков и калибровка катушек 5–6
39	Пайка полувитков и проверка на макете катушек 3–4
40	Укладка катушек 1–2
41	Пайка межкатушечных соединений
42	Насадка контактных колец на втулку
43	Обработка изоляции полувитков и калибровка катушек 3–4
44	Пайка полувитков и проверка на макете катушек 5–6
45	Укладка катушек 3–4
46	Установка контактора на вал
47	Ревизия полувитков и проверка на макете катушек 7–8

Номер на рис. П.1	Наименование работы
48	Укладка катушек 5–6
49	Установка центрального токоподвода, сборка токоведущих болтов
50	Укладка катушек 7–8
51	Установка временных центрирующих колец и временной расклиновки лобовых частей
52	Первая опрессовка обмотки
53	Установка постоянной расклиновки лобовых частей
54	Вторая опрессовка и запечка изоляции
55	Обрезка гильз, заклиновка пазов
56	Установка побандажной изоляции
57	Проверка продуваемости пазовой части
58	Установка центрирующих и бандажных колец
59	Проверка продуваемости лобовой части
60	Установка вентиляторов
61	Проверка газоплотности ротора
62	Установка полумуфты генератора
63	Испытания и измерения
64	Балансировка ротора на станке
65	Уборка ремонтной площадки

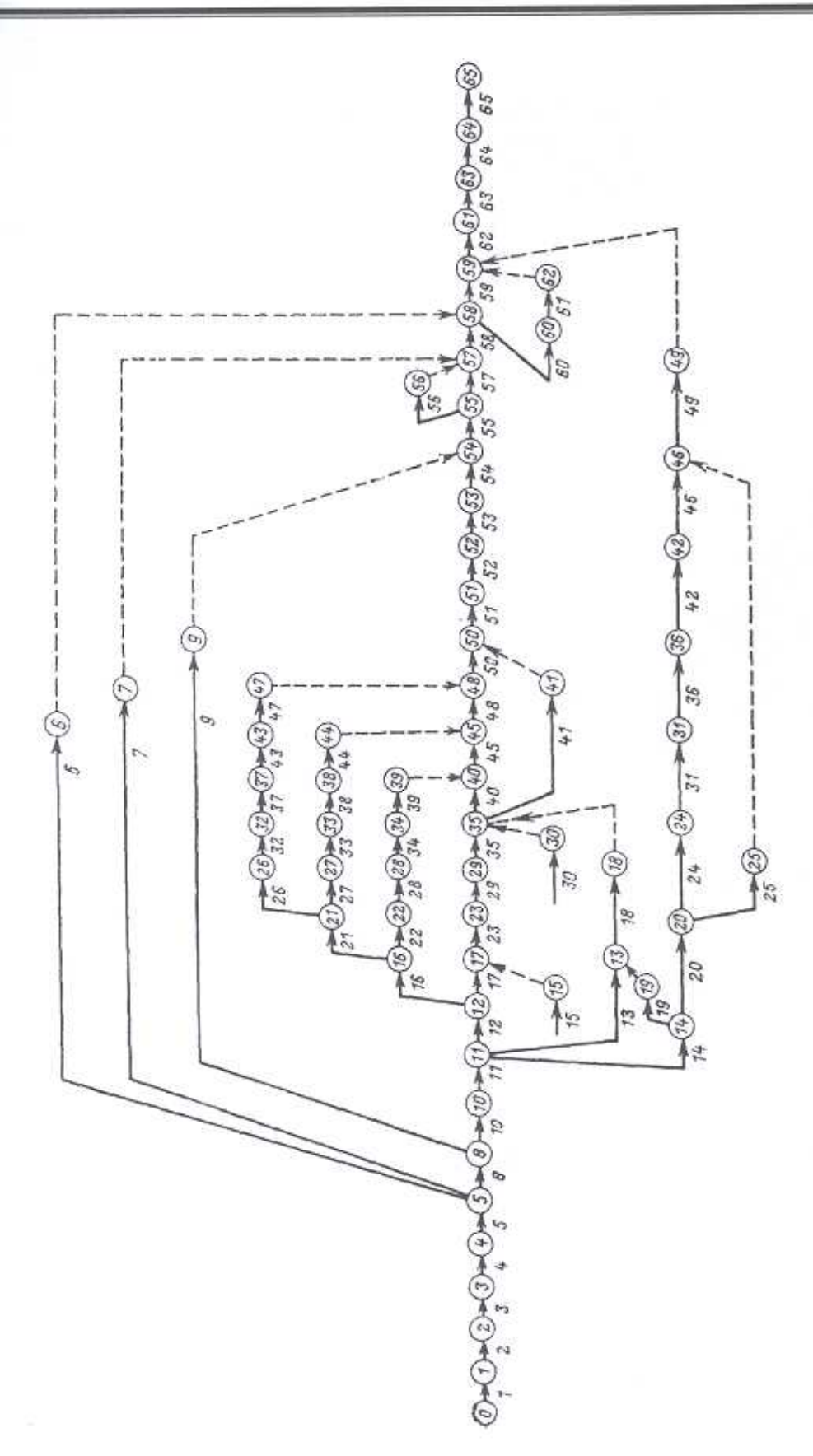


Рис.П-1. Схема сетевой модели работ по полной перемотке ротора турбогенератора типа ТВВ-165-2

Приложение 2

Образец сетевой модели работ по перемотке обмотки статора турбогенераторов типов ТГВ-200 и ТГВ-300 (рис. П-2)

Номер на рис. П-2	Наименование работы
1	Проверка размеров и мелкий ремонт новых стержней обмотки
2	Подготовка ремонтной площадки, материалов, приспособлений
3	Электрические испытания стержней до укладки их
4	Электрические испытания обмотки до разборки. Уточнение объема работ
5	Испытание стержней на продуваемость
6	Отсоединение креплений
7	Демонтаж соединительных и выводных шин
8	Разизолировка мест соединений обмотки
9	Расклиновка пазов статора
10	Распайка мест соединений
11	Ремонт изоляции выводных и соединительных шин и испытания
12	Выемка стержней обмотки статора
13	Ремонт выводов, уплотнение их, испытания
14	Демонтаж бандажных колец и кронштейнов
15	Ремонт устройств теплоконтроля
16	Ремонт демонтированных стержней
17	Подготовка клиньев, распорок, прокладок
18	Ремонт бандажных колец и кронштейнов
19	Устранение оплавленной активной стали
20	Установка кронштейнов и бандажных колец
21	Подпрессовка активной стали стяжными болтами
22	Уплотнение активной стали
23	Испытание активной стали
24	Покраска активной стали
25	Укладка и испытания нижних стержней
26	Укладка и испытания верхних стержней
27	Заклиновка пазов статора
28	Пайка головок
29	Установка и пайка перемычек, соединительных и выводных шин
30	Изолировка мест соединений
31	Покраска обмотки
32	Испытания и измерения
33	Закрепление отсоединенных деталей
34	Передача на сборку
35	Уборка ремонтных площадок

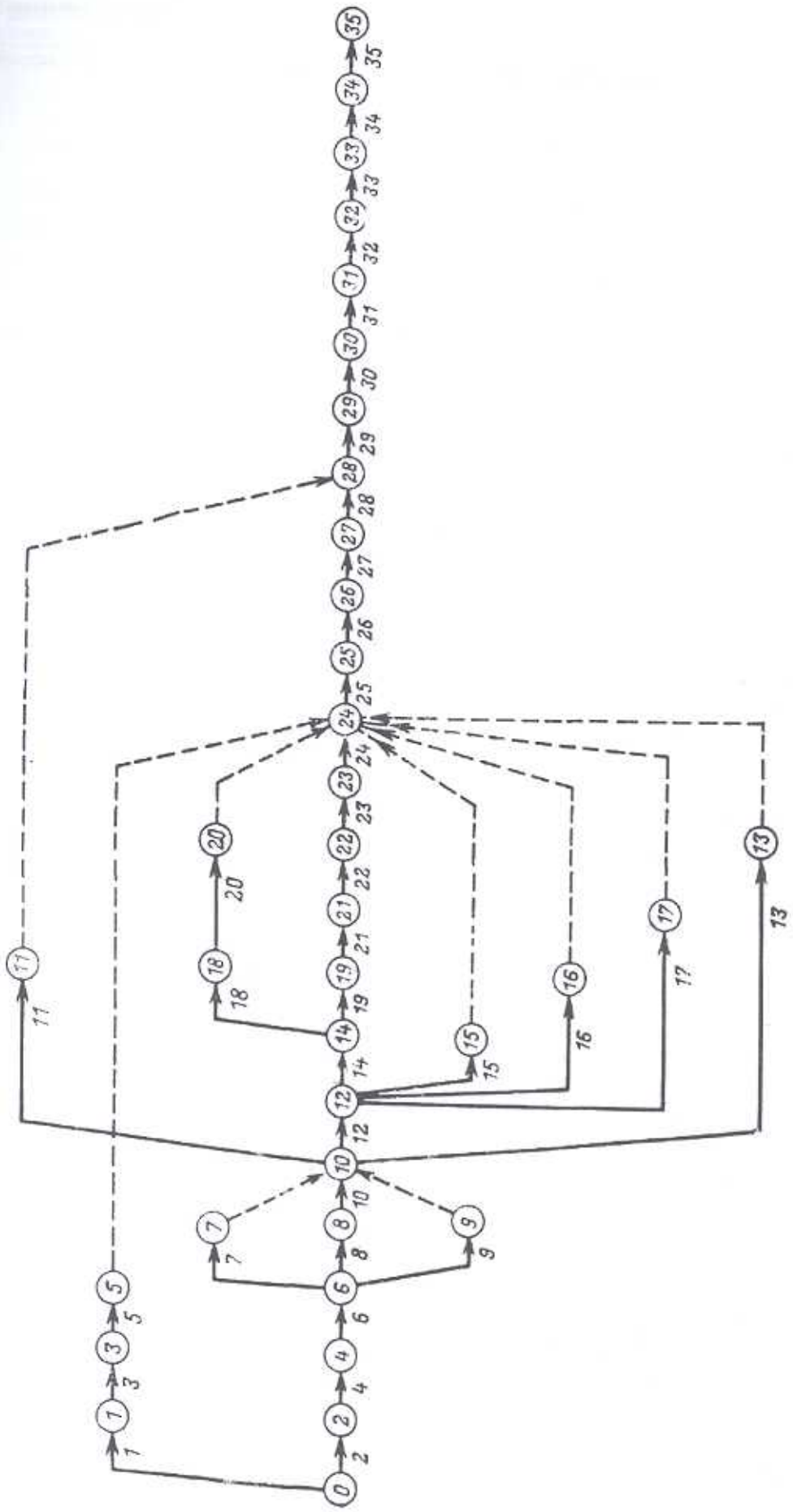


Рис.П-2. Схема сетевой модели работ по перемотке статора турбогенераторов типов ТГВ-200 и ТГВ-300

Приложение 3

Формуляр осмотра турбогенератора

Тип……станц.№……., зав.№……дата……вид ремонта……..

№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
1	Статор				
1.1	Металлические конструкции корпуса и крепление сердечника	1.1.1	Дефекты (повреждения) сварных швов рамы корпуса и др. металлоконструкций (несоответствие чертежам, трещины, изломы)		
		1.1.2	Дефекты (повреждения) сварных швов узлов крепления сердечника (несоответствие чертежам, трещины, изломы)		
		1.1.3	Повреждения упругих элементов подвески сердечника (трещины, изломы), а также дополнительных натяжных приспособлений		
		1.1.4	Ослабление затяжки гаек стяжных ребер (повреждение фиксирующих шайб или сварных швов на гайках, самоотвинчивание и выпадание гаек)		
		1.1.5	Повреждения шпилек стяжных ребер (трещины, разрывы)		
		1.1.6	Следы перегрева (цвета побежалости, оплавления и т.п.)		
1.2	Сердечник (активная сталь)	1.2.1	Наличие следов коррозии трения (налеты бурой пыли со слабомагнитными свойствами) в расточке или (и) на спинке		
		1.2.2	Местные перегревы (темные пятна, цвета побежалости, оплавления) в расточке или (и) на спинке		
		1.2.3	Вмятины, забоины и др. механические повреждения поверхности расточки		
		1.2.4	Ослабление крепления вентиляционных распорок между пакетами активной стали (смещение, поломка и т.п.)		
		1.2.5	Ослабление прессовки активной стали: а) контрольный нож входит между листами; б) заметное смещение листов; в) распушивание листов, определяемое рукой; г) трещины и изломы листов активной стали.		
		1.2.6	Наличие масла и смеси масла с пылью (дегтеобразная масса) на поверхности расточки или спинки, в вентиляционных каналах		
		1.2.7	Ослабление крепления нажимных пальцев в торцевых зонах: а) щуп входит между нажимным пальцем и крайним пакетом сердечника; б) зазор между нажимным пальцем и крайним пакетом определяется вручную; в) смещение (отгиб) нажимного пальца.		
		1.2.8	Наличие посторонних предметов		
1.3	Детали торцевой зоны (наружные и внутренние щиты, щиты вентилятора, диффузоры, направляю-шие кожухи и т.п.)	1.3.1	Ослабление, повреждение и выпадение деталей крепления (болтов, гаек, шайб и т.п.)		
		1.3.2	Несоответствие чертежам, монтажным и ремонтным установочным формулярам		
		1.3.3	Деформация, перекос и др. дефекты		
		1.3.4	Нарушения изоляции и следы местных перегревов: а) в стыках разъемных деталей; б) в узлах крепления		

№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
1.4	Обмотка статора	1.4.1	Нарушения высоковольтной изоляции в пазах или в лобовой части: а) перегрев (изменение цвета, потеки лака и компаунда, расслоение изоляции, обугливание); б) механические повреждения (забоины, следы вдавливания, трещины, разрывы слоев) или местные утолщения (уменьшения толщины); в) нарушения целости полупроводящего покрытия и следы пазового разряда; г) следы электрического пробоя; д) следы увлажнения		
		1.4.2	Ослабление крепления обмотки в пазах: а) неплотность заклиновки, определяемая простукиванием; б) подвижность пазовых клиньев, определяемая от руки; в) осевое смещение пазовых клиньев; г) выпадение торцевых пазовых клиньев; д) следы истирания пазовых клиньев; е) следы истирания изоляции стержней		
		1.4.3	Ослабление крепления обмотки в лобовых частях: а) подвижность (от руки) и (или) смещения изоляционных деталей крепления; б) излом и (или) выпадение изоляционных деталей крепления; в) ослабление резьбовых соединений (шпилек, стяжек и т.п); г) выпадение деталей резьбовых соединений; д) ослабления шнуровых бандажей и стяжек; е) обрывы шнуровых бандажей и стяжек; ж) следы истирания изоляции стержней или (и) деталей крепления		
		1.4.4	Нарушения герметичности обмотки с водяным охлаждением (ТВВ): а) неплотности в головках стержней; б) неплотности полых проводников; в) неплотности выводных и соединительных шин; г) дефекты резиновых уплотнительных прокладок (ТГВ-200М).		
		1.4.5	Нарушения герметичности системы подвода и отвода дистиллята из обмотки внутри статора (ТВВ): а) трещины в коллекторах дистиллята и водоподводящих патрубках; б) трещины и деформация водоподводящих шлангов; в) дефекты резиновых уплотнительных прокладок; г) неплотности в штуцерах		
		1.4.6	Дефекты обмотки и внутренних деталей газового охлаждения (ТГВ): а) повреждения направляющих колпачков в головках стержней; б) нарушения изоляции вентиляционных трубок и элементарных проводников; в) истирания и обрывы проводников и охлаждающих трубок в головках; г) дефекты установки кольцевого уплотнения воздушного зазора		
		1.4.7	Следы попадания и воздействия масла на обмотку в лобовой и пазовой части		

№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
		1.4.8	Наличие посторонних предметов в лобовых частях (ферромагнитных; немагнитных, проводящих; изоляционных и др.)		
		1.4.9	Наличие посторонних предметов в пазах (ферромагнитных; немагнитных, проводящих; изоляционных и др.)		
		1.4.10	Нарушения высоковольтной изоляции выводных и соединительных шин: а) механические (деформации, трещины, забоины, вдавливания, истирания и т.п.); б) следы перегревов (изменение цвета, потеки лака, расслоение изоляции, обугливание); в) следы электрического пробоя или перекрытия по поверхности изоляции; г) следы увлажнения изоляции		
		1.4.11	Нарушения паек и др. дефекты головок стержней и мест соединений		
1.5	Выводы обмотки статора	1.5.1	Нарушения изоляции (трещины и сколы фарфора, следы перегрева, разряда)		
		1.5.2	Нарушения герметичности выводов с водяным охлаждением		
		1.5.3	Трещины в водосоединительных трубках и штуцерах выводов с водяным охлаждением		
		1.5.4	Нарушения газоплотности фланцев выводов		
2	Ротор				
2.1	Бочка и вал ротора	2.1.1	Ослабление пазовых клиньев		
		2.1.2	Наличие следов повышенного нагрева: а) на зубцах; б) на пазовых клиньях		
		2.1.3	Механические повреждения (трещины, сколы и т.п.): а) на зубцах; б) на пазовых клиньях; в) на клиньях токоподвода; г) на клиньях вентиляционных пазов; д) на валу		
		2.1.4	Закупорка вентиляционных каналов (видимая)		
		2.1.5	Повреждения посадочных поверхностей на бочке ротора (при снятых бандажах)		
		2.1.6	Прогиб и смещение вала		
		2.1.7	Смещение, повреждение или выпадение балансировочных грузов		
		2.1.8	Нарушение газоплотности центрального отверстия		
		2.1.9	Следы меди на пазовых клиньях		
2.2	Обмотка ротора	2.2.1	Дефекты пазовых гильз (при снятых бандажах и частичной или полной расклиновке пазов): расслоение, излом и т.п.		
		2.2.2	Дефекты межкатушечной и подбандажной изоляции в лобовых частях (при снятых бандажах): смещения, сколы и т.п.		
		2.2.3	Витковые замыкания (при измерениях)		
		2.2.4	Замыкания обмотки ротора на корпус (при измерениях)		
		2.2.5	Следы повышенного нагрева (при снятых бандажах и частичной или полной расклиновке пазов)		
		2.2.6	Деформация (укорочение) витков обмотки в лобовых частях		

№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
2.3	Бандажный узел	2.3.1	Трещины (коррозионные или другие) на поверхности: а) бандажного кольца; б) центрирующего кольца; в) стопорной гайки (ТВВ)		
		2.3.2	Повышенный нагрев поверхности: а) бандажного кольца; б) центрирующего кольца; в) стопорной гайки (ТВВ)		
		2.3.3	Подгары и оплавления на посадочных поверхностях (при снятых бандажах): а) бандажного кольца; б) центрирующего кольца		
		2.3.4	Наличие следов коррозии трения на посадочных поверхностях		
2.4	Токоподвод	2.4.1	Ослабление заклиновки токоподвода		
		2.4.2	Нарушение газоплотности токоподвода		
		2.4.3	Трещины в шинах токоподвода		
		2.4.4	Нарушения изоляции токоведущих болтов		
		2.4.5	Нарушения газоплотности токоведущих болтов		
2.5	Щеточно-контактный аппарат	2.5.1	Дефекты щеток: а) износ; б) перегрев; в) сколы и др. механические повреждения; г) заклинивание щеток в обоймах; д) ускоренный износ щеток		
		2.5.2	Дефекты контактных колец: а) износ поверхности; б) следы перегрева поверхности; в) неравномерная выработка («бой»)		
		2.5.3	Подгары или нарушения заделки токоведущих проводов		
		2.5.4	Загрязнения поверхности колец и щеточной траверсы		
		2.5.5	Дефекты щеточной траверсы		
		2.5.6	Повреждения изоляции контактных колец		
		2.5.7	Повреждение токоподводов к контактным кольцам		
2.6	Вентилятор	2.6.1	Трещины в лопатках		
		2.6.2	Неправильная установка направляющего аппарата		
3	Масляные уплотнения вала				
3.1	Вкладыш торцового типа	3.1.1	Износ баббита (ориентировочно, в долях от максимальной чертежной глубины масляного клина…%)		
		3.1.2	Следы перегрева и подплавления несущей поверхности («сапожки»)		
		3.1.3	Следы перегрева и подплавления запорного пояска		
		3.1.4	Дефекты опорной поверхности (натиры, следы нагрева и протекания тока и др.)		
		3.1.5	Перекос вкладыша		
		3.1.6	Ограничение аксиальной подвижности (застревание) вкладыша		
3.2	Вкладыш кольцевого типа	3.2.1	Отсутствие свободы радиального перемещения вкладыша в корпусе		
		3.2.2.	Износ баббита (ориентировочно…%)		
		3.2.3	Следы перегрева кольцевого вкладыша: а) на пояске в сторону воздуха; б) на пояске в сторону водорода		
		3.2.4	Дефекты рабочих поверхностей (натиры, следы нагрева и протекания тока, трещины и выкрашивания баббита и др.)		
3.3	Корпус (обойма)	3.3.1	Наличие скоплений шлама и продуктов коррозии		

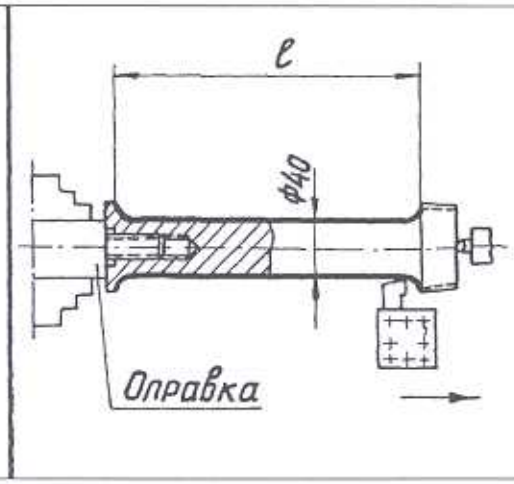
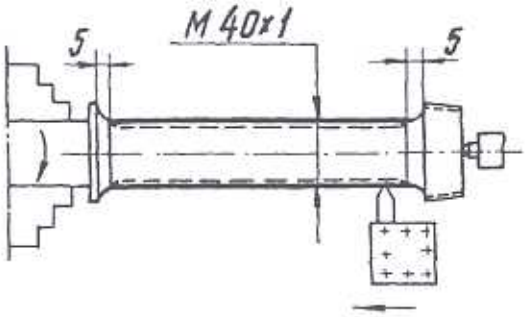
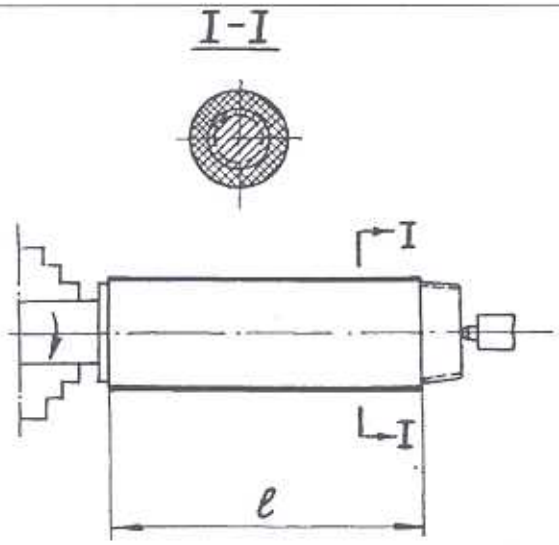
№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
		3.3.2	Дефекты опорной поверхности (натиры, следы нагрева и протекания тока и др.)		
		3.3.3	Нарушение изоляции корпуса со стороны возбудителя		
		3.3.4	Нарушение центровки корпуса		
		3.3.5	Неплотное прилегание разъемов корпуса		
3.4	Стопорный узел (шпонка, винт)	3.4.1	Следы перегрева, подплавления, электроэрозионных углублений		
		3.4.2	Деформация, вмятины, натиры и износ,		
3.5	Резиновое уплотняющее кольцо	3.5.1	Деформация колец (изменение круглой формы на прямоугольную)		
		3.5.2	Местные деформации (выпучивание в зазор) вплоть до разрыва		
		3.5.3	Неплотности по окружности кольца		
		3.5.4	Трещины в резине		
3.6	Диафрагма пластикатовая	3.6.1	Неплотности (трещины или разрывы)		
		3.6.2	Потеря эластичности		
3.7	Маслоуловители	3.7.1	Износ «ножей»		
		3.7.2	Неплотности в разъемах		
3.8	Упорный диск вала ротора (для торцевого уплотнения	3.8.1	Шероховатость, выработка поверхности		
		3.8.2	Биение		
		3.8.3	Конусность		
3.9	Шейка вала (для кольцевого уплотнения)	3.9.1	Износ, выработка поверхности		
		3.9.2	Конусность		
3.10	Уплотнители	3.10.1	Дефекты прокладки между корпусом уплотнения и щитом (трещины, поры и т.п.)		
		3.10.2	Дефекты шнура в канавке на разъеме (разрывы, трещины, усадка и т.п.)		
4	Система маслоснабжения уплотнений				
4.1	Регулятор перепада давлений масла и водорода	4.1.1	Нарушение газоплотности		
		4.1.2	Нарушение маслоплотности		
		4.1.3	Застревание золотника в буксе вследствие загрязнения масла или несоосности		
		4.1.4	Нарушение автономности камер		
		4.1.5	Дефекты обратных связей		
4.2	Регулятор давления прижимающего масла	4.2.1	Нарушение автономности камер		
		4.2.2	Нарушение маслоплотности		
		4.2.3	Застревание золотника в буксе вследствие загрязнения масла		
		4.2.4	Дефекты обратных связей		
4.3	Поплавковый гидрозатвор (ЗГ-30 или ЗГ-500)	4.3.1	Нарушение газоплотности корпуса ЗГ		
		4.3.2	Нарушение маслоплотности корпуса ЗГ		
		4.3.3	Отказ поплавкового клапана		
		4.3.4	Дефекты смотрового стекла		
4.4	Демпферный бак	4.4.1	Нарушение газоплотности		
		4.4.2	Нарушение маслоплотности		
		4.4.3	Отказы реле уровня		
4.5	Масляный фильтр	4.5.1	Нарушение маслоплотности		
		4.5.2	Засорение вследствие загрязнения масла		
4.6	Маслоохладитель	4.6.1	Нарушение маслоплотности (утечка масла в воду)		
		4.6.2	Нарушение маслоплотности (утечка масла наружу)		
		4.6.3	Засорение вследствие загрязнения масла		
		4.6.4	Утечка охлаждающей воды		
5	Газоохладители				
5.1	Охлаждающие трубки	5.1.1	Течи охлаждающих трубок (трещины, нарушения развальцовки в трубных досках)		

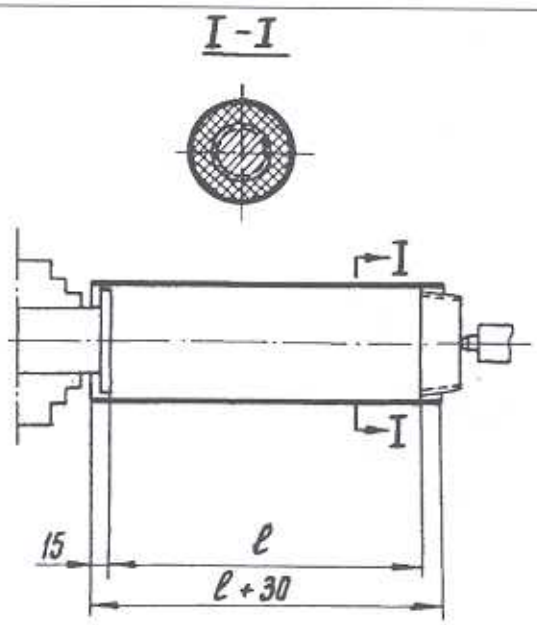
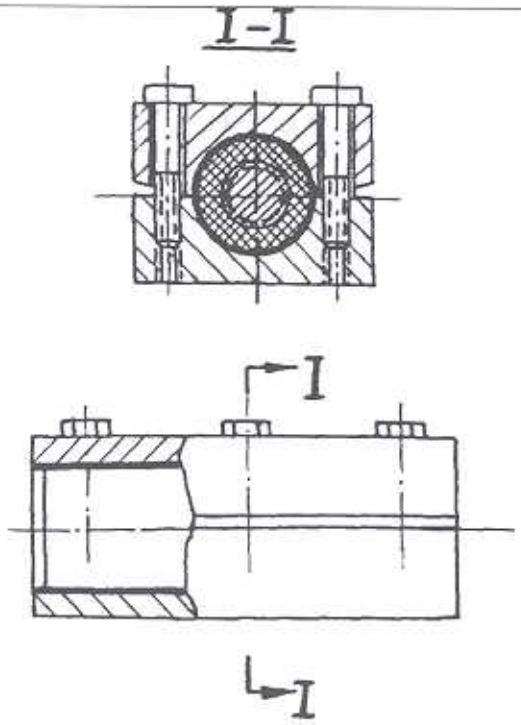
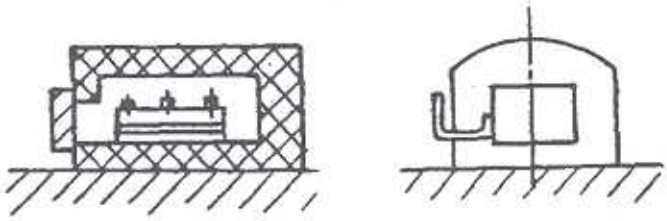
№ п/п	Наименование основных узлов	Основные дефекты		Что именно и где обнаружено	Как устранено
		№ п/п	Наименование дефекта и признаки		
		5.1.2	Накопление отложений на стенках трубок и другие виды нарушения проходимости		
		5.1.3	Нарушения оребрения трубок и его крепления		
5.2	Водяные камеры	5.2.1	Неплотности		
5.3	Уплотнители	5.3.1	Деформации, трещины и др. неплотности		
6	Опорные подшипники	6.1	Износ, выработка поверхности шейки вала		
		6.2	Конусность шейки вала		
		6.3	Натиры на опорных поверхностях		
		6.4	Повышенный нагрев вкладышей		
		6.5	Износ баббита вкладышей		
		6.6	Наличие загрязнений в камерах		
		6.7	Неплотности разъемов и стыков		
		6.8	Деформации и повреждения крепежных деталей		
7	Соединения валов генератора и возбудителя	7.1	Повреждения конструктивных узлов полумуфты		
		7.2	Повреждения торсионного валика		
		7.3	Нарушения контакта клиньев в соединении токопроводов генератора и бесщеточного возбудителя		

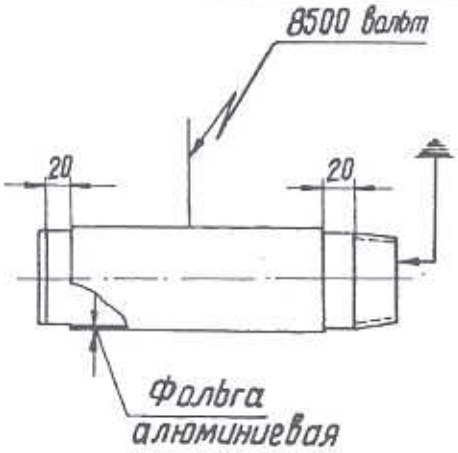
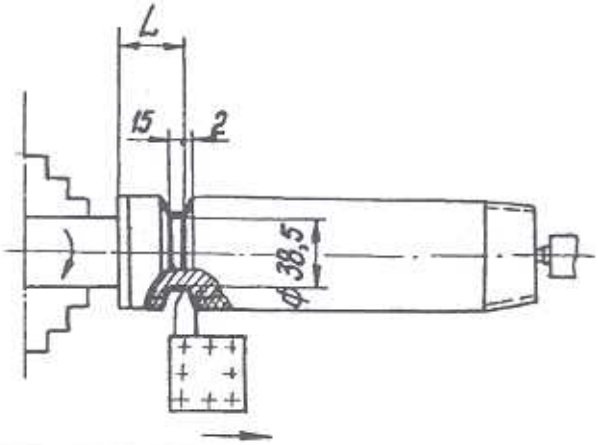
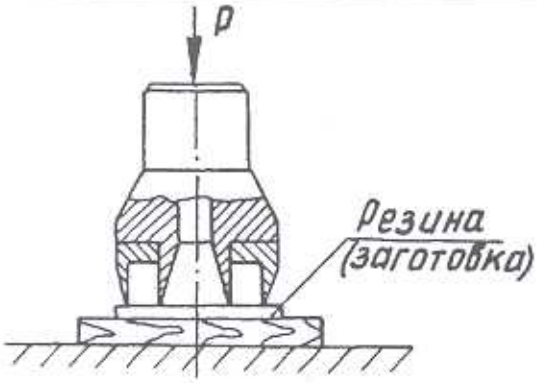
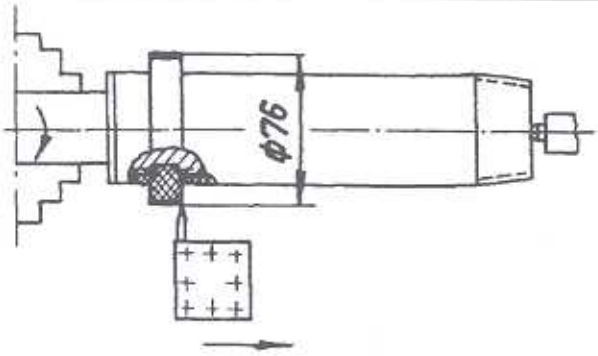
Осмотр проводил: _____(Фамилия И. О., должность)

Приложение 4

Технологическая последовательность нанесения изоляции на токоведущий болт токоподвода ротора

№ операции	Эскиз	Наименование операции
1		Очистить поверхность (ϕ40 на длине *l*) болта от резины
2		Нарезать резьбу М40×1
3		Накатать на болт пропитанную стеклоткань шириной *l* марки ПСИФ/ЭП-70 95 слоев с промазкой лаком ЭР1-30

№ операции	Эскиз	Наименование операции
4		Обернуть болт на длине l + 30 триацетатной пленкой в два слоя
5		Произвести предварительное обжатие изоляции. Прессформу нагреть до 80–90 °С, после чего произвести окончательную затяжку болтов прессформы
6		Произвести выпечку изоляции при температуре 140÷150 °С в течение 3 часов. Охлаждение прессформы – естественным путем, либо принудительно воздухом

№ операции	Эскиз	Наименование операции
7		Произвести электрическое испытание изоляции напряжением 8500 В
8		Прорезать канавку
9		Штамповать резиновое уплотнительное кольцо (шайбу) по черт. № Э-3959/1-2
10		Установить резиновую шайбу в канавку болта и произвести окончательную обработку наружного контура шайбы

Приложение 5

Рекомендации по изготовлению препрегов на месте ремонта

Для статоров крупных электрических машин с термореактивной изоляцией необходима система крепления лобовых частей обмотки, исключающая возможность каких-либо перемещений и предотвращающая истирание изоляции во время работы. Для этой цели используются пропиточные и промазочные составы на основе эпоксидных смол, а также препреги, представляющие собой стекловолокнистые пропитанные и формующиеся материалы, предназначенные для заполнения зазоров между соприкасающимися элементами обмотки и крепления.

В настоящем документе даны рекомендации по изготовлению препрегов на месте ремонта и по применению их и составов холодного отверждения, полимеризация которых проходит при температуре 20–30 °С в течение короткого времени.

Препрег, изготовленный по настоящей рекомендации, может заменить препрег марки ППМ-3 (бывш. ППМ-6), отверждающийся при температуре 70–90 °С; пропиточный состав для шнура – известные лаки завода «Электросила» марок ЛЭУ-227 и ЛЭУ-226; состав для промазки бандажей – клей ЭК-2 завода «Электросила».

1. Оборудование, инструмент, приспособления и защитные средства

1.1. Баки и ведра для пропитки.

1.2. Фляги или ведра с крышками для хранения составов, компонентов.

1.3. Смеситель или емкость с мешалкой (палкой) для перемешивания составов.

1.4. Весы с разновесами по ГОСТ 23711-79.

1.5. Термометры по ГОСТ 215-73.

1.6. Мерная посуда с делениями по ГОСТ 10394-72.

1.7. Проволочная корзина.

1.8. Противень с решеткой или сеткой.

1.9. Вытяжной шкаф.

1.10 Стол, верстак.

1.11 Термостат или печь (нагрев до температуры 110–120 °С).

1.12 Приспособление для отжима ткани после пропитки (по типу валиков стиральной машины).

1.13 Ящики для хранения пропитанных материалов.

1.14 Ящики для хранения деталей крепления (прокладок, распорок и др.).

1.15 Ножи.

1.16 Ножницы.

1.17 Линейки по ГОСТ 427-75.

1.18 Кисти по ГОСТ 10597-80.

1.19 Перчатки резиновые по ГОСТ 20010-74.

1.20 Фартуки резиновые по ГОСТ 12.4.029-76.

1.21 Респираторы ШБ-1 «Лепесток» по ГОСТ 12.4.028-76 или универсальный РУ-60М по ГОСТ 17269-71.

2. Материалы.

2.1. Полотно стеклотрикотажное марки ЛО-1,0 по ТУ 6-11-476-78, толщиной 1,0 мм.

2.2. Шнур из стеклополиэфирных нитей марки ШЛЭ по ТУ 17 РСФСР 44-4814-76 диаметром 3,0; 3,5; 4,0 мм или шнур-чулок марки АСЭ4/6 по ТУ 17 РСФСР 44-5 873-77.

2.3. Стеклолента марки ЛЭС по ГОСТ 5937-81 толщиной 0,1 и 0,2 мм.

2.4. Смола эпоксидная марок ЭД-16 или ЭД-20 по ГОСТ 10587-76.

2.5. Отвердитель – изометилтетрагидрофталевый ангидрид (ИМТГФА) по ТУ 38-103.149-78.

2.6. Ускоритель УП-606/2 по ТУ6-09-4136-75.

2.7. Толуол по ГОСТ 14710-78.

2.8. Ацетон по ГОСТ 2603-92.

2.9. Спирт этиловый технический по ГОСТ 17299-78.

2.10. Эмаль ГФ-92 ХС по ГОСТ 9151-75.

2.11. Антипирин «Фламал-152» по ТУ 88УССР 192.009-78.

2.12. Бумага кабельная по ГОСТ 645-89.

2.13. Обрезки хлопчатобумажные по ГОСТ 4644-75 или ветошь по ГОСТ 53334-79.

2.14. Защитная паста для рук по ТУ-6-15-635-77 или паста ИЭР-1, или ХИОТ-6, или крем силиконовый.

3. Общие указания.

3.1. Пропитку материалов производить в специальном помещении или на отгороженном участке в машинном зале. Помещение должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей 3-х кратный обмен воздуха в час.

3.2. Температура в помещении – от 15 до 25 °С, освещенность – в соответствии с действующими нормами.

3.3. Пропитывать большое количество материалов рекомендуется в пропиточном баке, используя проволочные корзины. Небольшое количество материала можно пропитывать в ведре.

3.4. Рецептуры составов, применяемых для пропитки стеклотрикотажной ткани (в дальнейшем «стеклоткани»), шнура или чулка (в дальнейшем – «шнура») и для промазки бандажей («вязок»), приведены в таблице.

Таблица П5-1

Наименование компонента	Состав для пропитки стеклоткани		Состав для пропитки шнура		Состав для промазки бандажей	
	масса части	проценты	масса части	проценты	масса части	проценты
Смола эпоксидная	100	43,5	100	26,5	100	53,0
Отвердитель (ИМТГФА)	60	26,0	60	16,0	60	32,0
Ускоритель УП-606/2	1	0,5	1	0,5	4	2,5
Толуол или ацетон	35	15,0	110	28,5	10	5,0
Спирт	35	15,0	110	28,5	10	5,0
Эмаль ГФ-92ХС	–	–	–	–	4	2,5
Антипирин[1]						

[1] Антипирин – противогорючее вещество – добавляется в состав перед его использованием в количестве 10% к весу ацетона.

3.5. Расход составов:

– для пропитки 1 кг стеклоткани – 2 кг состава;

– для пропитки 1 кг шнура – 1,5 кг состава;

– для промазки 1000 м шнура (2,5 кг) – 1 кг состава.

3.6. Составы без введения ускорителя могут храниться при температуре 20–25 °С в течение 15–20 дней; при более высокой температуре время хранения сокращается.

После введения ускорителя составы для пропитки должны быть использованы не позднее 100 часов, а составы для промазки бандажей – не позднее 10 часов.

4. Подготовительные работы

4.1. Приготовление составов.

4.1.1. Рассчитать количество приготовляемых составов, учитывая их расход по п. 3.4 и сроки хранения их по п. 3.5. Рассчитать необходимое количество компонентов, входящих в составы по п. 3.3.

4.1.2. Для удобства работы с компонентами смолу ЭД-16 и отвердитель (ИМТГФА) нагреть до температуры 40–50 °С. Взвесить необходимое количество компонентов. Смолу ЭД-16 (или ЭД-20) перемешать с растворителем (ацетон или толуол со спиртом) в смесителе или ведре. В раствор смолы добавить отвердитель (ИМТГФА) и тщательно перемешать. Перед использованием ускоритель УП-606 разбавить небольшим количеством растворителя и влить в состав при перемешивании. Антипирин (противогорючее вещество) можно ввести в состав на любой стадии приготовления.

4.2. Подготовка материалов к пропитке.

4.2.1. Стеклоткань нарезать на куски, удобные для пропитки; шнур нарезать на отрезки длиной, необходимой для вязки бандажей, затем шнур собрать в пучок («пасму»).

4.2.2. Просушить стеклоткань и шнур в печи при температуре 110–120 °С в течение 2–3 часов.

4.3. Подготовить детали крепления к использованию: очистить их, промыть, заменить непригодные новыми. Дистанционные распорки подогнать по размерам, учитывая, что толщина стеклоткани на обертку их будет составлять 2 мм на сторону, т.е. будут наложены 2 слоя стеклоткани.

5. Технологический процесс

5.1. Пропитка материалов.

5.1.1. Просушенные шнур и стеклоткань охладить до температуры 50–70 °С, погрузить в пропиточный бак или ведро с составом и выдержать в нем до прекращения выделения пузырьков воздуха, но не менее 30 минут для ткани и 1 часа для шнура.

5.1.2. Пропитанные материалы отжать и разложить на металлических решетках над противнем и дать стечь излишкам состава.

5.1.3. Выдержать пропитанные материалы на воздухе не менее 1 часа. Затем расправить ткань и шнур, повесить их в вытяжной шкаф и сушить в течение 4–6 часов. Следить, чтобы материалы были мягкими, непересушенными, имели слабый отлип.

5.1.4. Хранить пропитанные материалы необходимо в металлическом ящике с плотно закрывающейся крышкой, предварительно завернув их дополнительно в лакоткань или пленку. Следить, чтобы они к моменту применения оставались мягкими и эластичными.

5.2. Крепление обмотки с помощью препрега.

5.2.1. Нарезать пропитанную стеклоткань для обертывания дистанционных распорок и для прокладки на все элементы крепления обмотки: бандажные кольца, кронштейны и др. Дистанционные распорки обернуть стеклотканью в 2 слоя.

5.2.2. Укладку обмотки производить с применением пропитанной стеклоткани: прокладывать ее на бандажные кольца вместе со стеклотекстолитовыми прокладками («колбасками»), на кронштейны и др. На выходе из паза и между лобовыми частями стержней устанавливать дистанционные распорки, обернутые пропитанной стеклотканью.

5.2.3. Вязку обмотки производить пропитанным шнуром, число вязок – согласно чертежу.

5.2.4. После укладки каждого слоя и проведения высоковольтных испытаний все вязки шнуром промазать соответствующим составом.

5.2.5. Пропиточный и промазочный составы хорошо затвердевают при температуре 20–30 °С в течение 48 часов, но, если возможно, для ускорения процесса полимеризации составов рекомендуется прогреть обмотку при температуре 50–80 °С в течение 8–20 часов.

6. Контроль

6.1. Входной контроль применяемых материалов осуществляется по сопроводительным документам: паспортам, сертификатам заводов-изготовителей. В случае отсутствия сопроводительных документов контроль должен проводиться в соответствии с требованиями стандартов или ТУ на эти материалы.

6.2. Перед использованием проверить стеклотрикотажную ткань и шнур: они должны быть чистыми, без разрывов и др. повреждений.

6.3. Проверить правильность дозировки компонентов во время приготовления составов.

6.4. Проверить качество пропитки: материалы должны быть пропитаны насквозь и равномерно.

6.5. Контролировать степень высыхания ткани и шнура: материалы должны быть мягкими, эластичными, иметь слабый отлип.

6.6. При креплении обмотки проверять правильность установки распорок и прокладок согласно чертежу, количество вязок также должно соответствовать чертежу.

7. Техника безопасности

7.1. К работе допускаются рабочие, имеющие разрешение медицинской комиссии и прошедшие инструктаж по правилам техники безопасности ремонтного предприятия.

7.2. Пропитка лаками и составами является пожаро- и взрывоопасным процессом, поэтому следует строго соблюдать правила пожарной безопасности: запрещается курение и применение открытого огня в радиусе 5 метров от места пропитки, сушки и использования пропитанных материалов. Помещение, где приготовляются и применяются составы, должно быть обеспечено средствами пожаротушения: огнетушителями, кошмой, ящиком с песком.

7.3. Помещение должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией.

7.4. Соблюдать правила личной гигиены и безопасности: работать в респираторе, если вентиляция недостаточна; работать в спецодежде, в резиновых перчатках, применять защитные кремы и пасты; после работы необходимо мыть руки с мылом; не допускается прием и хранение пищи на рабочем месте.

7.5. При попадании смолы на кожу следует удалить ее тампоном, смоченным спиртом, а затем вымыть теплой водой с мылом.

7.6. Рекомендуется с целью уменьшения токсичности эпоксидного состава для пропитки шнура пользоваться в качестве разбавителя этиловым техническим спиртом, исключив толуол и ацетон.

Приложение 6

Очистка системы водяного охлаждения обмотки статора. Устранение закупорок водяного тракта обмотки

(Составлено по материалам информационного письма № ИП 01-2003(Э) РАО «ЕЭС России»)

Для очистки системы водяного охлаждения следует произвести «обратную промывку» обмотки конденсатом (дистиллятом) с температурой 50–60°С при наличии перечисленных ниже оснований:

В процессе эксплуатации:

1) возрастание превышения температуры отдельных стержней или подогрева дистиллята более, чем на 5 °С, по сравнению с данными, полученными после предыдущего капитального ремонта или после ввода в эксплуатацию;

2) повышение разности результатов термоконтроля обмотки статора для наиболее и наименее нагретых термопреобразователей сопротивления сверх предельно-допустимого заводом-изготовителем значения (20 °С для генераторов до 500 МВт и 25 °С для генераторов 1000 МВт);

3) случаи отклонения качества дистиллята от нормативных требований [15];

4) систематическое возрастание концентрации меди в дистилляте свыше 100 мкг/дм^3;

5) систематическое попадание водорода в дистиллят;

6) заметное снижение общего расхода дистиллята;

При осмотре во время ремонта:

1) наличие не менее трех фторопластовых шлангов, потемневших вследствие сплошного либо локального загрязнения внутренних поверхностей в виде отдельных непрозрачных пятен площадью не менее 10 см^2 каждое, обнаруживаемых при осмотре на просвет с использованием подсветки (фонарем или переносной лампой);

2) обнаружение закупорок полых проводников при исследовании стержня, демонтированного по причине неплотностей полых проводников (течи воды) или пробоя изоляции из-за течи;

3) обнаружение уменьшения расхода дистиллята через гидравлические ветви при испытаниях на проходимость.

Не следует проводить «обратную» промывку системы при полном отсутствии вышеуказанных оснований и других замечаний в работе системы водяного охлаждения!

Перед промывкой на турбогенераторе последовательно выполняются следующие технологические операции:

1) проводится проверка герметичности обмотки статора в соответствии с требованиями нормативных документов (раздел 14) и устраняются выявленные неплотности водяного тракта;

2) вскрываются и очищаются от загрязнений штатные механические и магнитные фильтры, а также напорный бак подпитки контура водяного охлаждения (БВВ);

3) осматриваются фторопластовые шланги обмотки на просвет при подсветке их фонарем или переносной лампой с целью определения степени загрязненности их внутренней поверхности;

4) промывается внешняя часть системы охлаждения, т.е. без обмотки статора, до достижения следующих показателей качества промывочного дистиллята:

– общая жесткость – не более 1 мкг-экв/дм^3;

– концентрация кремниевой кислоты – не более 50 мкг/дм^3;

– концентрация железа – не более 50 мкг/дм^3;

– концентрация меди – не более 50 мкг/дм^3;

– удельная электропроводимость – не более 5 мкОм/см.

При положительных результатах проверки герметичности (отсутствии неплотностей! обмотка статора связывается с внешней системой и промывается. С этой целью должна быть собрана схема промывки, необходимая для изменения направления потока дистиллята в обмотке на противоположное, т.е. от сливного коллектора к напорному коллектору. Давление дистиллята и его расход соответствуют рабочим значениям для нормальной работы схемы охлаждения. Трубопроводы и арматура для схемы промывки должны быть изготовлены из коррозионно-стойкой стали. Для нагрева дистиллята допускается использование штатных теплообменников дистиллята или временная установка дополнительного водо-водяного теплообменника. Для нагрева дистиллята в теплообменниках может использоваться горячая вода из системы горячего водоснабжения. Кроме

того с той же целью допускается использование электронагревателей. Химические реагенты при «обратной» промывке системы охлаждения обмотки статора не применяются.

Химический анализ промывочного дистиллята рекомендуется проводить через каждый час на входе и выходе из обмотки. Одновременно визуально контролируется загрязненность фторопластовых шлангов по степени их прозрачности путем просвечивания фонарем или переносной лампой (допускается наличие небольших пятен на поверхности). Промывку прекращают после достижения вышеуказанного качества дистиллята на выходе из обмотки, при этом желательно обеспечить удельную электропроводимость дистиллята до 2 мкОм/см. Дополнительным показателем завершения промывки является также равенство показателей качества дистиллята на входе и выходе из обмотки.

Чтобы повысить эффективность промывки обмотки, в дистиллят вводится газообразный азот под давлением не более рабочего давления водорода в корпусе турбогенератора при номинальном эксплуатационном режиме. Ввод азота производится в начале промывки через штатную дренажную трубку, соединенную с трубой слива горячего дистиллята. Продолжительность барботирования азотом составляет до 8 часов (в течение одной смены). Прохождение азота по гидравлическим ветвям обмотки визуально контролируется посредством просвечивания фторопластовых шлангов.

По окончании промывки механические и магнитные фильтры, а также бак подпитки контура водяного охлаждения (БВВ) вскрываются и очищаются от загрязнений. Отбираются образцы загрязнений в количестве, достаточном для проведения микроскопического и химического анализов, в результате которых должно быть определено:

– наличие или отсутствие в загрязнениях окислов меди;

– наличие или отсутствие частиц посторонних предметов – резины, паронита;

– наличие или отсутствие стальной стружки.

По составу и характеру загрязнений можно определить их источник для последующего его устранения. Очистку фильтров и бака подпитки контура водяного охлаждения от загрязнений рекомендуется проводить периодически во время промывки, что позволит визуально контролировать эффективность промывки путем непосредственного определения количества осажденных загрязняющих примесей. Дополнительным показателем завершения промывки является прекращение накопления загрязнений в указанных местах.

Суммарная максимальная продолжительность промывки внешней части системы охлаждения и обмотки статора составляет для сильнозагрязненных генераторов около 20 суток, для слабозагрязненных генераторов – 10 суток.

Внимание! *Чтобы не допустить увлажнения и повреждения корпусной изоляции обмотки статора, промывку обмоток статоров следует проводить только после проверки герметичности обмоток в соответствии с требованиями нормативных документов и устранения выявленных неплотностей водяного тракта, в том числе – после замены стержней статора с неплотностями полых проводников.*

Приложение 7

Документация по подготовке к ремонту турбогенератора

Требования к конструкторской (КД) и технологической документации (ТД)

Общие требования. КД и ТД разрабатываются конструкторско-технологическим подразделением предприятия (организации), выполняющей ремонт. Разрешается использовать КД и (или) ТД других организаций после тщательной их проработки и, при необходимости, корректировки. В этом случае разработчик имеет право выпустить КД и (или) ТД от своего имени с обязательной ссылкой на исходный документ и исходного разработчика. В отдельных случаях допускается оформление КД в виде ремонтных эскизов по ГОСТ 2.604.

КД разрабатывается и оформляется в строгом соответствии со стандартами ЕСКД и внутренними документами предприятия (организации). Согласование КД с подразделениями предприятия (организации), с изготовителем турбогенератора (ТГ) и с Заказчиком определяется по необходимости, в том числе при обсуждении с владельцем ТГ.

Из предлагаемых стандартами ЕСТД технологических документов наиболее целесообразно ремонтные работы, производимые на участках заводского ремонта ремонтного предприятия, выполнять по маршрутным картам (МК), а на месте установки ремонтируемого ТГ – по технологическим инструкциям (ТИ).

Далее даются рекомендации по оформлению ТИ.

ТИ – технологические документы, соответствующие требованиям ГОСТ 3.1105-84. Для описания технологии ремонта турбогенератора в ТИ должны включаться следующие разделы:

– Введение;
– Техника безопасности производства работ;
– Применяемые материалы;
– Средства технологического оснащения;
– Объем входного контроля запасных частей и комплектующих материалов;
– Описание технологии производства работ;
– Приложения;
– Лист регистрации изменений.

В ТИ объемом более 10 листов должен иметься раздел «Содержание».

1. Оформление ТИ.

1.1. Титульный лист.

Титульный лист оформляется по ГОСТ 3.1105-84 (форма 1).

ТИ должна иметь название и номер. Эти реквизиты указываются на титульном листе.

При необходимости согласования ТИ с функциональными подразделениями или специалистами предприятия (организации), в том числе с метрологами, другим цехом или предприятием, привлекаемым к ремонту, ОТК, а также согласования с Заказчиком (если таковое определено договором на выполнение ремонта) оформляется внутреннее поле титульного листа или второй лист ТИ. В отдельных случаях ТИ может быть согласована с изготовителем ТГ.

На титульном листе ТИ, предназначенных для работ на атомных станциях, ставится индекс «ДЛЯ АЭС» (в нижнем правом углу).

1.2. Остальные листы.

Остальные листы ТИ оформляются по ГОСТ 3.1105-84 (форма 1, 5 и 5А) на листах формата А4.

Весь текст ТИ должен быть оформлен шрифтом одной гарнитуры, предпочтительно Times New Roman размером 12–13 через 1,5 интервала. Все заголовки должны быть выделены полужирным шрифтом одинаково (другой вид выделения можно использовать только при необходимости).

Нумерация всех разделов ТИ сквозная. Номер технологической операции указывается от номера раздела с последующей внутренней нумерацией. Многоуровневая нумерация рекомендуется не более, чем до четвертой ступени.

2. Содержание ТИ.

2.1 Введение.

Во введении указывается:
– назначение ТИ;
– требования к квалификации Исполнителей работ;
– требования по аттестации Исполнителей работ по технике безопасности;
– требования к контролерам, в том числе порядок их назначения;
– состав конструкторской, технологической и организационной документации, которой необходимо пользоваться при выполнении ремонта.

2.2. Техника безопасности производства работ.

Раздел включает в себя требования, которыми исполнители ремонта должны руководствоваться при производстве ремонтных работ:
– краткий объем вводного инструктажа на объекте ремонта, проводимого Заказчиком;
– перечень инструкций по охране труда и противопожарной безопасности при выполнении ремонтных операций (ИОТ) ;
– особые требования, не отраженные в ИОТ;
– требования к индивидуальной и коллективной защите работающих.

Все ИОТ должны содержать раздел, указывающий на действия в результате нарушения требований, изложенных в разделе в котором сказано, как надо работать.

Все требования по безопасному выполнению работ должны соответствовать требованиям действующей системы управления охраной труда или другим нормативным документам с обязательной ссылкой на них.

В разделе могут быть ссылки на приложения к ТИ, равно как на другие документы, которыми необходимо руководствоваться наряду с ТИ.

2.3. Применяемые материалы.

Раздел включает в себя перечень основных и вспомогательных материалов для выполнения ремонта ТГ. Наиболее целесообразно перечень материалов по группам привести в приложении к ТИ.

Группы материалов по их назначению:
– основные – материалы, которые остаются в конструкции ремонтируемого изделия;
– вспомогательные – материалы, используемые для обеспечения технологического процесса.

Группы материалов по видам:
– металлы;
– слюдосодержащие материалы;
– слоистые пластики;
– компаунды, клеи;
– лаки, эмали, растворители и разбавители;
– волокнистые материалы, в том числе пропитанные;
– пленки электроизоляционные и резина;
– электроды, припои и флюсы и др.

2.4. Средства технологического оснащения.

Раздел включает в себя перечень средств технологического оснащения для выполнения ремонта ТГ с указанием типов, марок оборудования и оснастки, номеров чертежей, классов точности.

Раздел разделяется по группам:
– оборудование;
– устройства и приспособления;
– инструмент;

– средства контроля.

Порядок подготовки оборудования и инструмента к использованию в технологическом процессе может быть изложен в виде отдельных технологических операций раздела «Описание технологии производства работ».

В разделе могут быть ссылки на приложения к ТИ.

2.5. Объем входного контроля запасных частей и комплектующих материалов.

Раздел включает требования к объему и контролю запасных частей и материалов, поступающих на объект ремонта для выполнения ремонта.

Объем контроля может включать:

– наличие сертификатов (формуляров) на изготовленные запчасти;

– наличие сертификатов на материалы;

– требования по сроку и условиям хранения поставленных материалов и объем контроля, если эти сроки превышены;

– объем функционального контроля запасных частей и материалов (контроль только тех их свойств, которые используются в конкретной конструкции) непосредственно перед использованием.

Функциональность контроля может сокращать объем контроля материалов, предусмотренный в соответствии со стандартами (техническими условиями) на них.

Допускается ссылка на программы испытаний и измерений, которые могут быть приложениями к ТИ.

2.6. Описание технологии производства работ.

Раздел «Технология …» может быть разбит на отдельные подразделы, соответствующие либо составным частям ремонтируемого ТГ (статор, ротор и т т.п.), либо укрупненным технологическим операциям (разборка, демонтаж, сборка и т.п.).

После наименования раздела указываются конструкторские документы, дополнительные технологические документы, номера чертежей (схем) строповки, и другие документы, которыми следует руководствоваться. Указанные документы перечисляются после текста: «При выполнении операций настоящего раздела руководствоваться…» Данный абзац разрешается не нумеровать.

Изложение текста технологических операций дается в повелительном наклонении (снять, установить, отрезать, перенести и т.п.) и в последовательности производства работ.

В описании технологической операции следует указать средства технологического оснащения, инструмент, точное наименование запасных частей, материала, которые используются при ее выполнении.

Все контрольные операции должны быть вынесены в отдельные пункты сразу же за описанием операции технологического процесса. После номера контрольной операции указать: «Контрольная».

Контрольная операция должна включать:

– способ контроля;

– контрольный инструмент;

– контрольный норматив или критерий и недопустимые отклонения результатов контроля (либо указать, либо сослаться на другие документы, в том числе на КД); допускается ссылка на программы, которые могут быть отдельными или являться приложением к ТИ;

– действия при выявлении недопустимых отклонений.

При необходимости в ТИ могут быть помещены по тексту, либо на отдельных листах эскизы, таблицы и др.

2.7. Приложения.

Приложениями к ТИ могут быть:

– Ведомость запасных частей;

– Ведомость материалов;

– Ведомость средств технологического оснащения;

– Средства индивидуальной защиты;

– Средства коллективной защиты;

– Программы контроля, в том числе испытаний и измерений.

2.8. Лист регистрации изменений.

Лист регистрации изменений оформляется в соответствии с требованиями ЕСКД.

3. Оформление ремонтных документов для аварийных работ

Внезапно возникшие ремонтные работы (авария, отказ ТГ, устранение нетипичных дефектов, выявленных в процессе плановых ремонтов ТГ) должны также выполняться по ремонтной документации:

– по ранее разработанным КД и ТИ;

– по КД и ТИ, разработанным для конкретного случая;

– по конструкторско-техническому решению (КТР).

КТР могут разрабатывать конструкторско-технологические подразделения предприятия (организации), выполняющей ремонт.

КТР должно содержать в кратком виде:

– назначение КТР;

– конструкторское решение (ссылка на КД или ремонтный эскиз по ГОСТ 2.604) ;

– последовательность ремонтных операций;

– контроль качество выполненных операций;

– средства технологического оснащения;

– материалы, используемые для ремонта.

Оформление КТР:

– КТР подписывают разработчик и его руководитель;

– КТР согласовывает Заказчик, при необходимости – изготовитель ТГ и подразделения-соисполнители ремонтных работ;

– КТР утверждают технические руководители ремонтного предприятия (организации) и Заказчика.

4. Корректировка и хранение ремонтных документов

Если в процессе выполнения ремонтной работы возникает необходимость корректировки ремонтных документов, то по просьбе непосредственного Исполнителя ремонта выпускается изменение КД, ТИ или ТР. Изменения вносятся их разработчиками с согласованием и утверждением аналогично основному документу.

По окончании ремонта его Исполнитель представляет разработчикам замечания по ремонтным документам в письменном виде для их последующей корректировки в установленном порядке.

Все ремонтные документы, в том числе исходные, а также замечания по ним хранятся у разработчика.

Проект организации работ (ПОР) по ремонту турбогенераторов.

Рекомендации по разработке

ПОР предназначен для формализации обязанностей и ответственности Исполнителя ремонта и Заказчика (далее – Сторон) при выполнении ремонта турбогенератора(ов) энергообъекта на всех его этапах (подготовка, выполнение, сдача в эксплуатацию).

Содержание ПОР:

1. Общие положения.

В общие положения необходимо включить:

– ремонтируемое оборудование (тип, мощность, оперативное наименование);

– вид ремонта (капитальный, средний, узловой, специализированный, типовой, модернизация) и планируемые сроки его выполнения;

– краткое содержание планируемого ремонта и задачи по его конечному результату);

– Заказчик и Исполнитель ремонта;

– разработчики ПОР и распределение обязанностей между ними (подготовка информации, изложение, согласование, утверждение).

Во всех своих разделах и требованиях ПОР не должен противоречить требованиям нормативных федеральных и отраслевых документов

2. Документация на ремонт.

В раздел необходимо включить:

– перечень конструкторской документации (КД) по которой будет выполняться ремонт с указанием проектной организации;

– перечень технологической документации (ТД), используемой при выполнении ремонта;

– перечень нормативной документации, обязательной к соблюдению при выполнении ремонта;

– программы контрольных операций при приемке оборудования в ремонт, выполнении операционного ремонтного контроля, при сдаче его из ремонта; программы могут быть отдельными документами, соответствующими разделами Программы обеспечения качества или приложениями к ПОР;

– программы входного контроля запасных частей и материалов, используемых для ремонта оборудования;

– формы карт контроля (формуляров) на специальные работы, не предусмотренные типовой ремонтной документацией;

– перечень документации, передаваемой Исполнителем ремонта Заказчику по окончании работ, в том числе конструкторской (при поставке ее Исполнителем ремонта) и отчетной ремонтной;

– объем изменений эксплуатационной документации после сдачи оборудования из ремонта.

Требования к программам контроля должны соответствовать нормативной, конструкторской и технологической документации, а также документации их изготовителя. Приоритет требований устанавливают Стороны согласованным техническим решением.

В программах должны быть указаны владельцы средств контроля и исполнители его проведения.

3. Подготовка ремонта.

Содержание раздела:

- План подготовки к ремонту, устанавливающий распределение обязанностей и сроки проведения подготовительных мероприятий, в том числе:
  – разработка документации;
  – поставка запасных частей и материалов;
  – изготовление средств технологического оснащения;
  – подготовка ремонтной площадки;
  – подготовка грузоподъемных механизмов (ГПМ) и грузозахватных приспособлений (ремонт, испытание, комплектация);
  – подготовка персонала;
  – разработка графика ремонта[1].
- Ответственные должностные лица по подготовке ремонта;
- Сроки проведения контроля подготовительных работ;
- Формы организационных документов, обеспечивающих контроль проведения подготовительных работ.

4. Организация ремонтной площадки.

В разделе необходимо отразить:

– энергоносители, обеспечивающие выполнение работ (сжатый воздух, холодная и горячая вода, источники напряжения для средств технологического оснащения, сварочное оборудование, электроосвещение) с указанием мест и технических характеристик;

– оснащение ремонтной площадки средствами технологического оснащения с указанием их количества, а – при необходимости – технических характеристик;

[1] График ремонта – самостоятельный документ разработка которого может не включаться в ПОР. Тем не менее, в ПОР целесообразно ввести хотя бы укрупненный график производства работ, который должен быть либо сетевым (приложения 1 и 2), либо графиком Ганта. Графики Ганта интерпретируют сетевые графики, но более наглядны, поскольку имеют координатную сетку времени. Для создания таких графиков можно применять программные продукты Microsoft Project фирмы «Microsoft» или Shure Track фирмы «Primavera».

– расстановку составных частей ремонтируемого оборудования в соответствии с требованиями строительных чертежей по грузоподъемности перекрытий;

– использование грузоподъемных механизмов (ГПМ), транспортные коридоры для перемещения грузов по машинному залу;

– хранение пожароопасных жидкостей, используемых для очистки и окраски оборудования и его составных частей;

– устанавливаемые леса и подмости;

– использование ремонтных площадей помимо ремонтной площадки машинного зала.

Вся изложенная информация должна быть подтверждена схемами и (или) чертежами.

Раздел также должен включать требования по охране ремонтной площадки при выполнении ремонтных работ и при их перерыве во избежание несанкционированного допуска посторонних лиц, а также требования по уборке рабочих мест.

5. Техника безопасности производства работ.

В разделе должны быть указаны:

- перечень нормативной документации и инструкций по охране труда (ИОТ), обеспечивающих безопасное выполнение ремонтных работ;
- перечень и объем инструктажей персонала:

– выполняемых Исполнителем работ (на рабочем месте, периодических, внеплановых, целевых, в том числе по технологии производства работ) для персонала Заказчика, участвующего в ремонте,

– выполняемых Заказчиком (вводный инструктаж по поведению персонала Исполнителя ремонта на объекте, включая наличие на объекте опасных факторов, пути следования работников на объекте, действия работников в нештатных ситуациях, порядок вызова пожарных и скорой помощи, меры по противопожарной безопасности на объекте);

- порядок проведения огневых работ на ремонтной площадке;
- порядок организации работ с ГПМ (допуск персонала, исполнители) ;
- порядок проведения испытаний повышенным напряжением турбогенератора и его составных частей;
- особенности организации совмещенных ремонтных работ;
- перечень мероприятий по недопущению падения персонала в проемы фундамента и оборудования;
- особые требования к спецодежде работающих.

6. Организация ремонтных работ.

Организация ремонтных работ на установленных ПОР ремонтных площадках состоит из следующих этапов:

6.1. Приемка оборудования в ремонт (этап 1).

6.2. Выполнение ремонтных работ (этап 2).

6.3. Сдача оборудования из ремонта (этап 3).

Для координации ремонтных работ Стороны назначают своих представителей, о чем уведомляют друг друга письменно.

В ПОР должны быть отражены требования по оформлению перечисленных выше этапов, а также требования по взаимодействию Сторон при выполнении ремонтных работ.

Приложение 8

Рекомендации по предупреждению попадания посторонних предметов в турбогенератор при выполнении его ремонта

1. Введение

Рекомендации распространяются на все виды ремонта турбогенераторов.

Требования настоящих рекомендаций соответствуют требованиям [16, 34].

2. Общие положения

2.1. При проведении ремонта турбогенератора ремонтный, оперативный и эксплуатационный персонал должен соблюдать следующие мероприятия, исключающие попадание в корпус генератора посторонних предметов.

2.1.1. Ремонтная площадка вокруг генератора должна быть ограждена в целях недопущения посторонних лиц к ремонтируемому генератору. Площадка должна содержаться в чистоте, необходимо особенно тщательно убирать металлическую стружку и мелкие металлические предметы.

Лица из числа оперативного и эксплуатационного персонала, имеющие право контроля генератора и качества выполнения ремонтных работ, могут находиться внутри генератора только в присутствии руководителя ремонта (сменного мастера).

2.1.2. Персонал, занятый ремонтом генератора, должен быть проинструктирован о необходимости немедленного заявления руководителю работ о любой утере деталей генератора, инструмента или их частей с целью организации поиска.

Персоналу должно быть сообщено, что своевременное заявление о пропаже не влечет за собой наказаний.

2.1.3. Перед началом работы в корпусе статора генератора работники должны удалить из карманов спецодежды металлические предметы, монеты, авторучки и т.п.

2.1.4. Руководители работ (мастера, бригадиры, звеньевые) должны вести учет наличия и исправности (отсутствие сколов, разрушений, самоотвинчивания деталей) инструмента, вносимого в генератор и выносимого из него.

2.1.5. Для работы в расточке активной стали статора должна быть предусмотрена сменная обувь, использование которой на других рабочих местах не допускается. В исключительных случаях допускается работать в обычной обуви при условии обязательного контроля подошв перед входом в генератор. Запрещается использовать обувь с подошвами, закрепленными гвоздями и с вкраплениями металлической стружки.

2.1.6. При замене деталей внутри корпуса статора, в первую очередь деталей крепления, следует вести учет заменяемых и устанавливаемых деталей.

2.1.7. Руководители (производители) работ по ремонту сопряженного с генератором оборудования обязаны согласовывать проведение работ в непосредственной близости к генератору с руководителем (производителем) работ по ремонту генератора.

2.1.8. На время перерывов в работе торцы статора генератора должны быть закрыты временными щитами, а ротор и корпусы опорных подшипников – брезентовым (пленочным) покрытием. Во избежание недопустимого попадания посторонних предметов наиболее целесообразно ремонтируемый турбогенератор на нерабочее время сдавать под охрану.

2.1.9. Торцы статора, ротор, подшипники, должны быть закрыты, если вблизи них проводятся работы с использованием режущего, абразивного и зачистного (кордощетки) инструмента, особенно с пневматическим или электрическим приводом. Место работы с указанным инструментом должно быть огорожено ширмами высотой не менее 150 см. Исполнители этих работ должны по их окончании тщательно убрать с рабочего места стружку и абразивные отходы.

2.1.10. Перед выполнением работ внутри расточки статора и на лобовых частях статорной обмотки последние должны быть закрыты мягкими, прочными покрытиями (листовая резина, плотный войлок и т.п.). Для входа в корпус статора должен быть положен трап.

2.1.11. Особое внимание при контроле на отсутствие посторонних предметов должно быть уделено осмотру пазов сердечника активной стали и лобовых частей статорной обмотки и обмотки ротора. Указанные зоны должны быть тщательно очищены и осмотрены как перед укладкой об-

мотки, так и после ее закрепления в пазах. Посторонними предметами могут быть: инструмент или его части, изоляционные детали или их части, предметы, занесенные извне.

Следует особо тщательно осматривать нижнюю часть статора, выступы, образованные установленными деталями крепления обмотки, вентиляционные каналы.

2.1.12. Проемы, полости и отверстия, которые открываются или образуются при разборке турбогенератора и его составных частей, должны быть также защищены от попадания посторонних предметов.

Все разъемы фланцевых соединений после их разборки должны быть закрыты временными заглушками.

2.1.13. Запрещается хранить инструмент на конструкционных элементах внутри корпуса статора генератора.

2.1.14. Не допускается очищать внутренние отсеки, отверстия, поверхности продувкой сжатым воздухом. Очистку следует выполнять пылесосом.

Аналогичное требование относится и к очистке ротора (за исключением продувки вентиляционных каналов).

2.1.15. Если при техническом осмотре генератора и его составных частей будет обнаружено отсутствие какой-либо детали или ее части, то необходимо провести анализ – была ли она установлена и, при необходимости, обеспечить поиск.

3. Приемка узлов турбогенератора с контролем на отсутствие посторонних предметов

3.1. Контроль на отсутствие посторонних предметов проводится в объеме, указанном в прилагаемой форме протокола.

3.2. Технический осмотр узлов генератора на отсутствие посторонних предметов должен проводиться руководителем ремонта (сменным мастером) вместе с представителем электростанции.

3.3. Технический осмотр должен быть обеспечен хорошим переносным освещением и дополнительными средствами контроля (зеркала, зонды, эндоскопы, видеоскопы).

3.4. При осмотре должно быть обращено внимание на:

– горизонтальные конструкционные элементы;
– расточку активной стали, особенно ее нижнюю часть;
– открытые пазы сердечника активной стали статора;
– зазоры между стержнями статорной обмотки в ее лобовой части;
– верхние части кронштейнов, бандажных колец статора;
– днища камер;
– щели, проемы, «карманы»;
– вентиляционные каналы;
– межкатушечные промежутки лобовых частей обмотки ротора и др.

3.5. Факт выполненного технического осмотра сразу после его проведения должен быть зафиксирован в протоколе контроля (форма прилагается).

Приложение к отчетным документам по ремонту
турбогенератора ст. №.. типа .....
.....ТЭЦ (АЭС, ГРЭС)

Протокол контроля на чистоту и отсутствие посторонних предметов

..... 200 ... г.

Вид ремонта: капитальный, средний, текущий, узловой, по отказу, плановый, неплановый *(нужное подчеркнуть)*

ПРОВЕРЕНО:

Объект и момент (этап) контроля	Дата	Выявлено	Отметка об устранении	Подписи	
				ЭСт[1)]	ИР[1)]
1. ЩКА при разборке.					
2. Масляные уплотнения вала ротора после разборки.					
3. Статор и лобовые части обмотки статора после снятия торцовых щитов.					

Объект и момент (этап) контроля	Дата	Выявлено	Отметка об устранении	Подписи	
				ЭСт[1)]	ИР[1)]
4. Расточка сердечника активной стали до вывода ротора.					
5. Статор и поверхность ротора после вывода ротора из статора.					
6. Камеры газоохладителей и оребрение газоохладителей после вывода их из корпуса статора.					
7. Корпус статора и камера выводов после открытия смотрового люка.					
8. Лобовые части обмотки ротора после снятия бандажных колец.					
9. Лобовые части обмотки ротора и вентиляционные каналы в ходе ремонта.					
10. Лобовые части обмотки ротора перед установкой бандажных колец.					
11. Статор и ротор перед вводом ротора в расточку.					
12. . Камеры газоохладителей и оребрение газоохладителей перед их установкой на место.					
13. Статор перед закрытием торцовых щитов.					
14. Корпус статора перед закрытием смотрового люка.					
15. Камера нулевых выводов перед установкой кожуха.					
16. Уплотнения вала ротора перед закрытием корпусов					
17. ЩКА после сборки.					
18. Возбудитель после разборки					
19. Возбудитель до сборки					
20. Рабочие места на ремонтной площадке по окончании ремонта					

[1)] Обозначения: ЭСт – электростанция, ИР – исполнитель ремонта.

Примечания:

1. При наличии загрязнений или посторонних предметов турбогенератор и его составные части не должны очищаться до выяснения причин загрязнения (попадания посторонних предметов) и фиксирования (путем описания или фотографирования).
2. Если посторонним предметом является деталь или часть составной части турбогенератора и если для удаления загрязнения и (или) посторонних предметов потребуется использовать нетрадиционную технологию, необходимо составить техническое решение и сделать об этом пометку в графе «Отметка об устранении».
3. При производстве работ по ремонту статорной обмотки (полная или частичная замена обмотки, переклиновка пазов статора, ремонт в пределах лобовых частей обмотки со вскрытием закрытий и пр.) составляется аналогичный протокол.

Заключение

По результатам выполненного контроля турбогенератор соответствует по чистоте требованиям ремонтной документации и ТУ-34-38-20246-95.

Представитель электростанции *(должность, ФИО)* .....

Представитель исполнителя ремонта *(должность, ФИО)* .....

Дата

Приложение 9

Формы приложений к отчетным документам по ремонту

1. Ведомость объема работ

«Утверждаю»
Главный инженер.....ТЭЦ (ГРЭС)
.....
«.....».....200..года

Объем работ капитального (среднего, текущего) ремонта

Дата составления ведомости.....

1. Капитальный (средний, текущий) ремонт турбогенератора планируется с ..... 200 .. г. по ..... 200 .. г. продолжительностью ..... календарных дней.

По состоянию на день начала ремонта ожидается:
наработка с начала эксплуатации ..... час.
наработка с последнего капитального ремонта ..... час.
наработка с последнего (среднего, текущего) ремонта ..... час.
средняя мощность за последний год ..... МВт

2. Объем капитального (среднего, текущего) ремонта устанавливается с обязательным соблюдением регламента контроля и работ, соответствующих виду ремонта.

2.1. Запланированный объем работ:

Работа	План +/-	Работа	План +/-
Разборка уплотнений вала ротора (ст. КК, Т)		Полная переклиновка пазов статора	
Снятие верхних половин торц. щитов (ст. КК, Т)		Частичная переклиновка пазов статора	
Снятие торцовых щитов (ст. КК, Т)		Перепайка соединений обмотки статора	
Вывод ротора		Замена концевых выводов (указать кол-во)	
Снятие бандажных колец (ст. КК, Т)		Замена уплотнений конц. выводов на ....выводах	
Замена подбандажной изоляции (ст. КК, Т)		Ремонт активн.стали статора	
Удаление трещин на БК (ст. Т, КК)		Замена газоохладителей (указать №.....)	
Установка надставки (вставки) на БК (ст.Т,КК)		Чистка газоохладителей	
Замена бандажных колец (на.....металл)		Ревизия ЩКА	
Ремонт витков обмотки ротора в лоб. частях		Ревизия возбудителя	
Контроль герметичн. т/ведущих болтов (мал)		Замена якоря возбудителя	
Контроль герметичн. т/ведущих болтов (бол)		Ревизия регуляторов давл. масла уплотнений	
Контроль затяжки токоведущих болтов (мал)		Другое.....	
Контроль затяжки токоведущих болтов (бол)		.....	
Замена токоведущих болтов (малых, больших)			
Частичная переклиновка пазов ротора			
Проточка (шлифовка) контактных колец			
Замена контактных колец			
Полная перемотка обм. статора (тип изол.....)			
Частичная перемотка обмотки статора			

2.2. Планирование и выполнение требований СРД, предписаний, требований завода-изготовителя:

Наименование	Запланировано	Выполнение

2.3. Модернизация:

Сборочная единица	Объем модернизации	Разработчик документации, №№ чертежей	Отметка о фактическом выполнении
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....

3. Для выполнения запланированных объемов работ:

– материалы поставляет Заказчик (Исполнитель ремонта); перечень необходимых материалов прилагается;

– запасные части поставляет Заказчик (Исполнитель ремонта); перечень необходимых запасных частей прилагается;

– технологическую оснастку (сверх штатной) поставляет Заказчик (Исполнитель ремонта); перечень необходимой технологической оснастки прилагается.

Приложения: .....

Представитель электростанции.....

СОГЛАСОВАНО:
Представитель Исполнителя ремонта.....

2. Техническое решение

«Утверждаю»
Главный инженер.....ТЭЦ (ГРЭС)
.....
«.....».....200..года

Техническое решение
«....».....»200..года

Турбогенератор находится в капитальном, среднем, текущем, узловом ремонте, ремонте по отказу, в работе – (подчеркнуть).

Сборочная единица, составная часть, система.....

Выявлено отклонение:

– отклонение состояния от нормативного;
– необходимость отказа от запланированной работы (контроля);
– использование не нормированной технологии;
– изменение нормативного метода контроля;
– .....

Подробное изложение отклонения.....
.....

Содержание решения, его обоснование или аналог.....
.....

Срок действия решения: – на весь срок эксплуатации генератора;
– до следующего.....ремонта;
– до определенной даты ..... ;
– до.....

Устанавливается дополнительный контроль .....
Устанавливаются ограничения параметров назначения .....
Срок устанавливаемого ограничения .....
Документация, в которую должны быть внесены изменения .....
Турбогенераторы, на которые настоящее решение распространяется дополнительно;
Срок выполнения.....
Организации и подразделения, которым направляется решение:
.....

Приложения:.....

Подписи: от электростанции.....
от Исполнителя ремонта.....
от .....

3. Сводная ведомость выполненных работ

Сводная ведомость

по .....ремонту турбогенератора
(капитальному, среднему, узловому, плановому, неплановому)

Ремонт выполнен с .....200..г. по .....200..г.
при сроке по плану с .....200..г. по .....200..г.

Выполненный объем работ:

Работа	+/-	Работа	+/-
Разборка уплотняющих подшипников		Замена токоведущих болтов	
Снятие верхних половин торцовых щитов		Частичная переклиновка пазов ротора	
Снятие торцовых щитов		Полная перемотка обм. статора (тип изол....)	
Вывод ротора		Частичная перемотка обмотки статора	
Снятие бандажных колец		Перепайка соединений обмотки статора	
Замена подбандажной изоляции		Частичная переклиновка пазов статора	
Удаление трещин на БК (ст. Т, КК)		Полная переклиновка пазов статора	
Установка надставки (вставки) на БК (ст.Т,КК)		Чистка газоохладителей	
Замена бандажных колец на.....(металл)		Ревизия ЩКА	
Ремонт витков обм. ротора в лоб. частях		Ревизия возбудителя	
Контроль герметичн. т/ведущих болтов (мал)		Ревизия регуляторов давления масла уплотн.	
Контроль герметичн. т/ведущих болтов (бол)			
Контроль затяжки токоведущих болтов (бол)			
Контроль затяжки токоведущих болтов (мал)			

Испытания и измерения с использованием новых методов контроля, выполненные до и в процессе ремонта:

Вид испытаний (измерений) до ремонта	+/-	Результат	Вид испытаний (измерений) в ходе ремонта	+/-	Результат
Контроль ЩКА (методом радиопомех)			УЗК бандажных колец ротора генератора (без вывода ротора)		
Контроль токораспределения по щеткам клещами постоянного тока			УЗК бандажных колец ротора генератора (с выводом ротора)		
Контроль состояния расточки без вывода ротора			Контроль витковых замыканий в обмотке ротора датчиком поля в зазоре		
Интегральный контроль перегревов ионизационной камерой			Технический осмотр лобовых частей обм. ротора эндоскопом (видеоскопом)		
Непрерывный контроль влажности водорода в корпусе статора			Элетромагнитные испытания активной стали		
Определение утечек водорода течеискателем горючих газов			Высоковольтные испытания лобовых частей статорной обмотки		
Контроль намагниченности деталей генератора			Определение степени прессовки активной стали ультразвуковым методом		
Истирание статорной обмотки по анализу примесей в охлаждающем газе			Другие (указать)		
Истирание термореактивной изоляции статорной обмотки по анализу примесей в масле, попадающем в корпус статора					

Выполнены требования СРД, циркуляров и предписаний:

Наименования	Выполнение (по п.п.)

Выявленные дефекты и способы их устранения:

Сборочная единица и дефект	Шифр дефекта	Отметка об устранении (замена, восстановление, модернизация)
Уплотнения вала (указать составную часть):	.....	.....
Ротор (указать составную часть):	.....	.....
Сердечник статора (указать составную часть):	.....	.....
Обмотка статора (указать составную часть):	.....	.....

Принятые технические решения по неустранённым отклонениям (дефектам):

Сборочная единица, отклонение	Принятое решение (дата, краткое содержание)	Введенные ограничения

Модернизация:

Сборочная единица	Объем модернизации	Разработчик документации, №№ чертежей

Приложения: Только акты расследования отказов и технические решения по нетиповым устранениям неисправностей, устанавливающим ограничение параметров назначения и необходимость дополнительного контроля, уменьшающие последующую межремонтную наработку (срок).

ПОДПИСИ:

От электростанции .....

От Исполнителя ремонта .....

Приложение 10

Руководство по контролю герметичности обмоток статоров турбогенераторов 800 МВт методом вакуумирования[1]

1. Введение

В процессе эксплуатации турбогенераторов типа ТЗВ-800 и ТВВ-800 возможно увлажнение изоляции в следующих случаях:

нарушение герметичности проводников охлаждающего контура;

проведение испытаний повышенным напряжением с протоком дистиллята;

испытания статорной обмотки во время ремонта на гидравлическую плотность.

Для повышения эффективности традиционного метода нахождения неплотности, которым является опрессовка с применением воздушно-фреоновой смеси, должно применяться вакуумирование обмотки статора.

Вакуумирование обмотки с последующим заполнением обмотки азотом может быть использовано также при консервации статоров турбогенераторов, поскольку осушивание внутренней поверхности проводников останавливает ее коррозию.

Для проведения работ по вакуумированию и сушке обмоток должны использоваться установки «Иней» и «Суховей».

После осушки обмотки вакуумированием и определения ее герметичности (путем пневматического контроля давлением воздушно-фреоновой смеси) допустимо испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением при отсутствии протока дистиллята.

Контроль герметичности может проводиться следующими способами:

– по динамике изменения величины вакуума (критерии устанавливаются опытным путем);

– по абсолютному значению величины вакуума после определенного времени откачки газа из обмотки (критерии устанавливаются опытным путем);

– по визуальному контролю удаляемого дистиллята, в том числе с использованием индикаторного силикагеля;

– по результатам измерений сопротивления изоляции, в том числе:

– по динамике изменения сопротивления изоляции обмотки, определяемого мегаомметром на 2500 В;

– по динамике изменения токов утечки в обмотке путем их измерения при приложении повышенного выпрямленного напряжения.

Контроль гидравлической прочности должен проводиться только после пневматических испытаний при положительных их результатах.

2. Рекомендации по осушке вакуумированием обмотки статора турбогенератора.

2.1. Предварительное осушение водяного тракта обмотки статора традиционным «методом прохлопывания».

Метод применяется как предварительная процедура перед осушкой обмотки горячим воздухом или вакуумом, позволяющая удалить из обмотки основное количество воды и сократить продолжительность осушки.

Содержание метода:

2.1.1. После останова насосов слить дистиллят из обмотки статора.

2.1.2. Отсоединить воздушники из верхних точек напорного и сливного коллекторов и установить на фланцах заглушки.

2.1.3. Отсоединить от водоподводов напорного и сливного коллекторов внешние трубопроводы и подготовить соединение со схемой для подачи в обмотку сжатого осушенного и очищенного от механических примесей воздуха с возможностью резкого сброса давления.

2.1.4. Установить на входе в обмотку манометр для контроля величины давления сжатого воздуха (давление должно быть равно номинальному давлению воды).

---

[1] Составлено на основе приложения 2 к Приказу РАО «ЕЕС России» № 119, 28.02.2005.

2.1.5. Подать воздух в обмотку, повышая давление до номинального значения давления охлаждающей воды и резко выпускать воздух с оставшейся водой. Эту операцию выполнить до видимого прекращения слива воды из обмотки.

2.1.6. Повторить операцию п. 2.1.6, поменяв местами подачу воздуха и сброс воздуха и оставшейся воды.

2.1.7. Окончание осушки определяется по результатам измерения сопротивления изоляции обмотки статора R_{15} и R_{60} и по коэффициенту абсорбции путем сравнения с первичными результатами измерения сопротивления изоляции, имеющимися на электростанции.

2.2. Осушение водяного тракта обмотки статора воздухом.

Данный метод может применяться дополнительно к «методу прохлопывания». При сушке горячим воздухом температура горячего воздуха не должна превышать 70°С. Наиболее эффективна сушка сухим воздухом с минусовой точкой росы (до – 70 ^{O}С), для чего применяется установка «Суховей».

Окончание предварительной осушки определяется по результатам измерения сопротивления изоляции обмотки статора R_{15} и R_{60} и коэффициенту абсорбции на основании сравнения с первичными результатами измерения сопротивления изоляции, имеющимися на электростанции.

2.3. Осушение водяного тракта обмотки статора в условиях вакуума.

2.3.1. После того, как закончено удаление воды из обмотки, через один из водоподводов (на втором установлена заглушка с мановакуумметром) откачивают воздух из обмотки и по объему стока воды после вакуумного насоса (на сливе), определяют степень осушения обмотки.

2.3.2. Вакуумирование должно быть повторено, с заменой мест установки заглушки с мановакуумметром и заглушки с патрубком для удаления воздуха.

2.3.3. Длительность осушки определяется отсутствием воды (капли, туман) на выходе из вакуумной установки и величиной (моментом прекращения роста) сопротивления изоляции обмотки статора, (ориентировочно – 48 часов, но требуется уточнение опытным путем).

2.3.4. Полное осушение водяного тракта статорной обмотки (в первую очередь – поверхности шлангов водоподвода) препятствует прохождению тока по его внутренней поверхности. При проведении высоковольтных испытаний обмотки статора без протока дистиллята можно не опасаться, что токи утечки вызовут повреждения внутренней поверхности шлангов.

2.3.5. При проведении вакуумной осушки обмотки статора необходимо пользоваться схемой рис. П10-1, которая может быть доработана применительно к каждому конкретному случаю.

2.3.6. Осушка производится до полного прекращения стока воды.

2.3.7. Выдержка при величине вакуума Р = – 0,98 кг/см^2 (20 мбар) устанавливается ориентировочно 48 часа. Если вакуум ухудшится, то это указывает либо на не герметичность обмотки, либо на продолжение испарения оставшейся воды.

2.3.8. Контроль степени осушки должен быть произведен также по величине коэффициента нелинейности зависимости токов утечки от выпрямленного повышенного напряжения согласно [15].

Максимальная величина выпрямленного повышенного напряжения составляет 57,6 кВ, что соответствует испытательному напряжению промышленной частоты Uисп = 1,5Uном. Ступени подъема выпрямленного напряжения должны составлять 7,5 кВ.

3. Испытание статорной обмотки на герметичность

Испытание обмотки вакуумом на герметичность производится после ее осушки.

Для этого обмотку статора оставляют под вакуумом на 24 часа в загерметизированном состоянии и по ухудшению вакуума определяют наличие или отсутствие течи (течей). Допускается ухудшение вакуума на 2 мбар в течение первых 2 часов после начала выдержки.

В процессе испытания фиксируются изменение следующих величин:

– температуры среды в корпусе генератора;

– температуры окружающего генератор воздуха;

– давления окружающего генератор воздуха;

– вакуума в обмотке.

При обнаружении ухудшения вакуума в водяном тракте производится поиск мест неплотностей по традиционной технологии воздушно-фреоновой или азотно-гелиевой смесью.

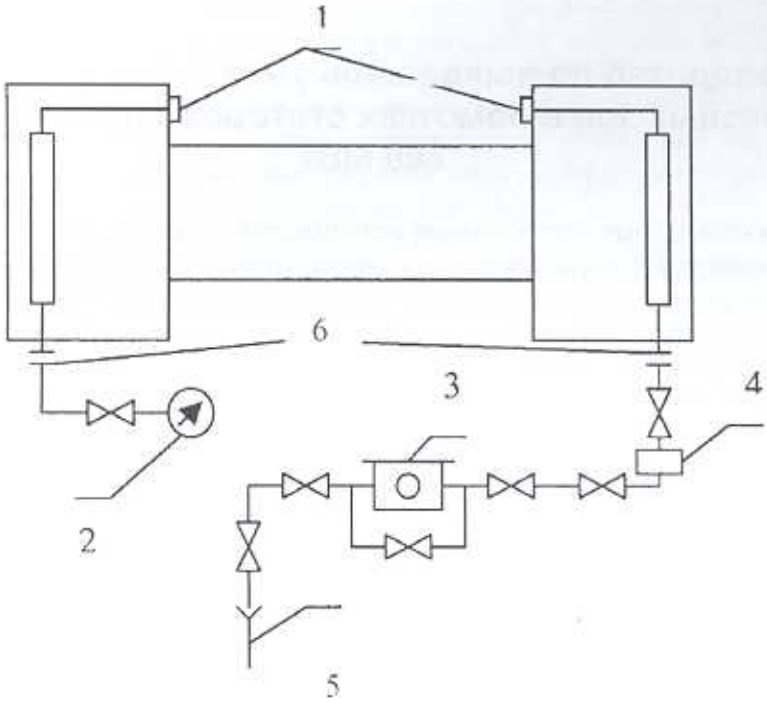


Рис. П10-1. Схема вакуумной осушки обмотки статора:
1. Заглушки на воздушниках из напорного и сливного коллекторов
2. Мановакуумметр
3. Осушитель со смотровым стеклом, заполненный индикаторным силикагелем
4. Вакуумный насос
5. Емкость для сбора дистиллята
6. Водоподводы коллекторов

При отсутствии ухудшения вакуума обмотка считается герметичной и может быть законсервирована на время ремонта (простоя) генератора азотом. Для дополнительного выявления возможной негерметичности давление азота, равное 4,0–5,0 кг/см, выдерживают 24 часа.

4. Испытание статорной обмотки на гидравлическую прочность и герметичность водой.

Испытание статорной обмотки на гидравлическую прочность и герметичность водой следует проводить только при положительных результатах испытаний воздушно-фреоновой или азотно-гелиевой смесью, в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Приложение 11

Руководство по выявлению увлажнения изоляции междуфазных зон в обмотках статоров турбогенераторов 800 МВт

Выявление увлажненных мест изоляции неплотностей водяной системы в процессе типового (регламентного) ремонта весьма важно для предупреждения отказов турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток статоров, особенно для турбогенераторов с напряжением статора 24 кВ и выше, т.е. с мощностью 800 МВт и большей. Разработан и введен в практику эксплуатации и ремонта «Типовой регламент определения увлажнения изоляции междуфазных зон в обмотках статоров турбогенераторов 800 МВт»[1], который должен осуществляться при типовых (регламентированных) ремонтах турбогенераторов. Данное руководство составлено на основании указанного регламента. Оно может быть рекомендовано и для других типов генераторов с водяным охлаждением обмоток статоров.

Объем и сроки испытаний и измерений изоляции междуфазных зон обмоток статоров турбогенераторов 800 МВт

№ п/п	Вид испытания или измерения	Сроки проведения испытаний и измерений
1 *а*	Измерение сопротивления изоляции обмоток статоров мегаомметром 2500 В на турбогенераторах типов ТВВ-800-2 и ТВВ-800-2Е.	При среднем и капитальном ремонтах. До и после испытания повышенным напряжением обмотки статора. До и после проведения осушки обмотки статора традиционным и вакуумным способами. В процессе осушки обмотки статора традиционным и вакуумным способами каждые 4 часа.
1 *б*	Измерение сопротивления изоляции обмоток статоров мегаомметром 2500 В с определением коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} на генераторах типа ТЗВ-800-2.	Перед пуском и после останова энергоблока и при текущем ремонте. При среднем и капитальном ремонтах. До и после испытания повышенным напряжением обмотки статора. До и после проведения осушки обмотки статора традиционным и вакуумным способами. В процессе осушки обмотки статора традиционным и вакуумным способами каждые 4 часа.
2	Измерение тока утечки изоляции обмотки статора на выпрямленном напряжении с определением коэффициента нелинейности	При капитальном и среднем ремонтах после окончания вакуумной осушки обмотки статора.
3	Измерение тока утечки в изоляции «хомутов» (мест соединения выводных стержней и шин) на выпрямленном напряжении.	При капитальном и среднем ремонтах до начала осушки обмотки статора и после ее окончания.

Измерение сопротивления изоляции обмотки статора

Оценка состояния изоляции обмотки в процессе осушки и по ее окончании производится сравнением с первичными данными, полученными на электростанции, а также с результатами заводских измерений по следующему критерию:

Изоляция считается удовлетворительной, если величина её сопротивления, измеренного мегаомметром 2500 В через 60 с от момента приложения напряжения к изоляции, снизилась не более, чем на 50% от первоначальной величины, измеренной при вводе турбогенератора после монтажа (замены обмотки) или на заводе – изготовителе.

Измерение тока утечки изоляции обмотки статора

[1] Приказ РАО «ЕЭС России» № 119, от 28.02.2005, приложения 1 и 2.

Измерение тока утечки обмотки статора производится только после успешной вакуумной осушки (Приложение 10) при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, равным $1{,}6 \cdot 1{,}5U_{ном.} = 57{,}6$ кВ. Подъем напряжения производится ступенями по 7,5 кВ, продолжительность выдержки испытательного напряжения на каждой ступени – 1 минута. При измерениях должна записываться температура обмотки, при которой производится измерение. Считается, что изоляция выдержала испытание и не содержит увлажненных мест, если токи утечки фаз или ветвей, измеренные в конце испытания, не превышают 100 мкА, а коэффициент нелинейности характеристики зависимости тока от напряжения не превышает 3,0.

Измерение тока утечки в изоляции мест соединения выводных стержней и шин

Измерение тока утечки производится при испытании изоляции повышенным выпрямленным напряжением, равным $1{,}6 \cdot 1{,}5U_{ном.} = 57{,}6$ кВ, следующим образом: медь обмотки статора заземляется, а напряжение подается на фольговые электроды шириной не менее 150 мм, наложенные на изоляцию мест соединения выводных стержней и шин («хомутов»). Электроды должны покрывать всю доступную поверхность изоляции. Электроды должны быть соединены между собой и с кенотронной установкой гибким проводом. Подача напряжения производится ступенями по 7,5 кВ. Продолжительность выдержки испытательного напряжения на каждой ступени – 1 минута.

Изоляция считается выдержавшей испытание с отсутствием в ней мест увлажнения, если ток утечки, измеренный в конце испытания, не превышает 100 мкА, а коэффициент нелинейности характеристики зависимости тока от напряжения не превышает 3,0.

В случае получения более высоких значений токов и коэффициента – следует провести измерения поочередно на каждом «хомуте».

Если изоляция будет пробита при испытаниях или будет наблюдаться аномальный рост тока утечки, то увлажнение очевидно.

Принятие решения о наличии увлажнения изоляции междуфазной зоны и необходимости проведения ремонта

При обнаружении увлажнения междуфазной зоны турбогенератор должен быть выведен в ремонт. Критерии вывода в ремонт из-за увлажнения[1]:

1. Величина сопротивления изоляции одной фазы или ветви относительно другой заземленной фазы или ветви снизилась более, чем на 50% от первоначальной величины, и снижение сохраняется для этих фаз при заземлении другой фазы.

2. Характеристика зависимости от напряжения тока утечки фазы или ветви имеет излом, а величина тока превышает 100 мкА. При этом параметры не изменяются при установке заземления на другую фазу.

3. Результаты испытаний изоляции «хомутов» повышенным выпрямленным напряжением указывают на увлажнение.

[1] Другой причиной снижения сопротивления изоляции и роста тока утечки может быть истирание изоляции соседних лобовых частей в междуфазной зоне вследствие вибрации или повреждение посторонним предметом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по ремонту турбогенераторов. / Под ред. П.И.Устинова. – М.: Энергия, 1978. – 480 с.
2. Турбогенераторы. Расчет и конструкция. / Под ред. Н.П.Иванова и Р.А.Лютера. – Л.: Энергия, 1967. – 896 с.
3. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинская Е.В. Проектирование турбогенераторов. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
4. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением. / Под общ. ред. Л.С.Линдорфа и Л.Г.Мамиконянца. – М.: Энергия, 1972. – 352 с.
5. Азбукин Ю.И., Аврух В.Ю. Модернизация турбогенераторов. – М.: Энергия, 1980. – 232 с.
6. Иноземцев Е.К. Ремонт турбогенераторов. Часть 1. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2002. – 116 с. Приложение к журналу «Энергетик», вып. 9 (45).
7. Циханович Б.Г., Фомин Б.П. Турбогенераторы. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 424 с.
8. Жуков Д.В., Козлов А.А., Сергеева М.В., Трофимов А.М., Черджиева А.Г. Опыт эксплуатации и пути усовершенствования уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением. / В сб. «Электросила», №42, 2003, с.102-109.
9. Иогансен В.И., Трофимов А.М. Модернизация турбогенератора ТВВ-1000-2У3 Калининской АЭС. / В сб. «Электросила», №42, 2003, с.92-94.
10. Иогансен В.И., Чернявский В.П. Усовершенствование конструкции крепления коллекторов системы водяного охлаждения обмотки статора мощного турбогенератора. / В сб. «Электросила», №43, 2004, с.90-93.
11. Кади-Оглы И.А. Новое поколение турбогенераторов с водяным и воздушным охлаждением. / В сб. «Электросила», №42, 2003, с.16-34.
12. Горбатина Л.П., Жуков Д.В., Кади-Оглы И.А. и др. Двухполюсные и четырехполюсные турбогенераторы мощностью 1000 МВт для АЭС. / В приложении к сб. «Электросила», №42, 2003, с.16-21.
13. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях. РД-34.45.501-88. – М: СПО «Союзтехэнерго», 1989.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95. – 15-е изд. – М.: ПО ОРГРЭС, 1996.
15. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97/ Под общей ред. Б.А.Алексеева, Ф.Л.Когана, Л.Г.Мамиконянца. – 7-е изд. – М.:НЦ ЭНАС, 2002.
16. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Часть 1. Раздел 6. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
17. Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов. РД 153-34.0-45.512-97. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
18. Алексеев Б.А. Определение состояний (диагностика) крупных турбогенераторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. 152 с.
19. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание. РД 34.45.309-92. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
20. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. РД 153-34.0-45.510-98. – М.: СПО ОРГРЭС,1998.
21. Самородов Ю.Н. Определение причин неисправностей обмоток статоров и роторов турбогенераторов. Первая специализированная школа-семинар 17-21 января 2000 г. Информационные материалы. – М.: ОАО «ВНИИЭ».
22. Городов В.В., Лашицкий А.П., Самородов Ю.Н. Новые средства для диагностирования состояния изоляции статоров мощных электрических машин // Энергетик, 2003, № 9.

23. Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. РД 34.45.608-91. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
24. Силина Е.П. Бандажные кольца роторов турбогенераторов. / В сб. «Электросила», №43, 2004, с.123-130.
25. Кади-Оглы И.А., Кийло О.Л., Пинчук Н.Д., Плоткин М.Б. Особенности конструкции паяных соединений проводников обмотки ротора высокоиспользованного турбогенератора, выполненных методом высокочастотного индукционного нагрева. / В сб. «Электросила», №43, 2004, с.93-100.
26. Базаров Ю.А., Дроздова Л.А., Хуторецкий Г.М. Единая унифицированная серия турбогенераторов. / В сб. «Электросила», №37, 1989, с. 3-16.
27. Токарь И.Я., Спивак Б.В. Методика расчета кольцевых уплотнений роторов турбогенераторов // Электротехника, 1976, № 7.
28. Уплотнения торцовые роторов турбогенераторов с водородным охлаждением. Правила эксплуатации и ремонта. ОСТ 34-38-454-79. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1980.
29. Голоднова О.С. Уплотнения вала турбогенераторов с водородным охлаждением и их системы маслоснабжения (устройство, эксплуатация, причины, признаки и предупреждение отказов). // Приложение к журналу «Энергетик». 2004, № 1. – М.: НТФ «Энергопрогресс».
30. Модернизация электроэнергетического оборудования. / Под общей ред. Я.С. Уринцева. – М.: Энергия, 1971. – 248 с.
31. Кадышев А.И., Чириков В.В., Шевченко А.А. Турбогенераторы серии ТФ с воздушным охлаждением мощностью 32–160 МВт ОАО «ЭЛСИБ». // Газотурбинные технологии, 2002, ноябрь-декабрь.
32. Номенклатурный каталог ОАО «Электросила», 2003 г.
33. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. СО 34.04.181-2003. – М.: 2004.
34. ТУ-34-38-20246-95 «Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт».
35. Аврух В.Ю., Глидер Е.Х., Кильдишев В.С., Ракогон В.Г., Руднев А.А., Старчеус М.Б. Модернизация обмоток статоров турбогенераторов ТГВ. – М.: Энергоиздат, 1981. – 64 с. (Библиотека электромонтера; вып. 255).

СПРАВОЧНИК
ПО РЕМОНТУ
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Под общей редакцией
доктора экономических наук,
профессора Х.А. Бекова,
кандидата экономических наук,
профессора В.В. Барило

Редактор – *кандидат технических наук,*
доцент К.Я. Кафиева
Компьютерная верстка – *Т.В. Гаранова*

Сдано в набор 01.11.2005. Подписано в печать 10.01.2006.
Объем 90,5 печ.л. Тираж 5000 экз.

Издание подготовлено редакционно-издательским сектором
ИПКгосслужбы, тел. (095) 953-53-75.

Институт повышения квалификации государственных служащих
115035, Москва, ул. Садовническая, 77, стр.1.
E-mail: ipkgos@dol.ru
www.ipkgos.ru

Отпечатано в типографии «Альянс-Пресс»
г. Москва, Н. Сусальный пер., 5, корп.9,
Тел.: (095) 783-6033